



Reguleringsmyndigheten
for energi

MOLGAS NORWAY AS
Postboks 63
4299 AVALDSNES

Vår dato: 31.10.2025

Vår ref.: 202508376-25 Oppgis ved henvendelse

Deres ref.:

Varsel om vedtak om fastsetting av tariff og metode for tariffer for tredjepartsadgang til distribusjonsnett

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) varsler vedtak om å fastsette tariff og metode for tariff for tredjepartstilgang til distribusjonsnett til Molgas AS (heretter Molgas) i perioden 2026 til 2030, jf. naturgassforskriften § 3-1 første ledd.

I tråd med kravene til forhåndsvarsling etter forvaltningsloven [§ 16](#) varsler vi med dette vedtak i saken.

1 Varsel om vedtak

RME vurderer å fatte følgende vedtak om tariffer og metode for tariffer:

1. RME godkjenner ikke Molgas sitt forslag til tariff for tredjepartsadgang for 2026.
2. RME fastsetter metode for tariffgrunnlag for perioden 1. januar 2026 til 31. desember 2030. Metoden er beskrevet i avsnitt 6.
3. I henhold til metoden fastsetter RME tariffen for 2026 til kroner 0,094 per kWh GCV (gross calorific value).

2 Dere kan uttale dere om saken

Fristen for å uttale dere om varselet er 24.11.2025. Hvis dere har ny informasjon til oss eller vil rette opplysninger vi har fått tidligere, er det viktig at vi får denne informasjonen innen fristen. Etter fristens utløp, vil RME fatte vedtak i saken basert på de opplysningene som foreligger.

Informasjonen kan sendes til RME på e-post rme@nve.no. Vennligst oppgi saksnummeret i emnefeltet.

E-post: rme@nve.no, Postboks 5091, Majorstuen, 0301 OSLO, Telefon: 22 95 95 95, Internett:
www.reguleringsmyndigheten.no
Org.nr.: NO 970 205 039 MVA Bankkonto: 7694 05 08971



3 Beskrivelse av saken

Molgas (tidligere Gasnor) ble utpekt som systemoperatør for distribusjonsnett av Energidepartementet (tidligere Olje- og energidepartementet) etter naturgassloven § 5 med virkning fra 1. februar 2021.¹ Dermed er Molgas underlagt regler om tredjepartsadgang etter naturgassforskriften § 3-1. Dette medfører blant annet at tariffer eller metoder for tariffer for adgang til deres gassrørnett skal godkjennes eller fastsettes av RME før de trer i kraft. Molgas skal senest seks måneder før eksisterende vedtak utløper, sende RME nytt forslag om tariffer eller metoder for tariffer for adgang til deres gassrørnett. Tariffer eller metoder for tariffer skal være saklige, objektive og ikke-diskriminerende.

Beregningsgrunnlaget for tariffer for adgang til systemet skal etter naturgassforskriften § 7-1 omfatte relevante fremtidige kostnader til drift, vedlikehold og investeringer for distribusjon, samt en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av slik infrastruktur.

Det følger videre av samme bestemmelse at RME ved godkjenningen eller fastsettelsen skal ta hensyn til urimelig høy avkastning i foregående tariffperioder (meravkastning) og kan ta hensyn til urimelig lav avkastning i foregående tariffperioder (mindreavkastning).

Molgas er etter naturgassforskriften § 3-1 også forpliktet til å utarbeide forslag til vilkår for tredjepartsadgang og balansering av systemet. RME har mottatt forslag til slike vilkår fra Molgas, og disse er behandlet i egen sak. Dette varselet omhandler derfor kun tariffer og metode for tariffer.

3.1 Bakgrunn

RME fastsatte første gang vilkår og tariffer for Molgas ved enkeltvedtak i desember 2022, gjeldende for 2023–2024.² I vedtaket om fastsetting av tariffer fremgår det at RME skulle jobbe videre med å vurdere modellen for fastsetting av tariffer frem mot neste tariffperiode i 2025, herunder ble avkastningskravet/referanserenten, levetid på anleggsmassen, tariffstruktur og mekanisme for håndtering av mer-/mindreinntekt nevnt.

RMEs vedtak ble påklagd av Hydro Aluminium AS i februar 2023 og endelig avgjort av Energiklagenemnda 27. mars 2024.³ Under behandlingen av saken ble arbeidet med vurderingene satt i bero, fordi en avgjørelse ville kunne legge føringer for reguleringen fremover. Energiklagenemndas konklusjon var at den fastsatte metoden for tariffen og selve tariffen var i tråd med reglene i naturgassforskriften §§ 3-1 og 7-1, og at det ikke forelå feil ved saksbehandlingen i RME som påvirket resultatet i saken. I avgjørelsen la nemnda vekt på at RME hadde annonsert at vi ville jobbe videre med reguleringen og pekte blant annet på referanserenten, effektiviseringskrav og avskrivningstider som aktuelle temaer.

¹ Vedtak av Olje- og energidepartementet datert 12. januar 2021

² Se [vedtak av RME av 16.12.2022](#).

³ Se [Energiklagenemndas avgjørelse 27. mars 2024](#).



RME informerte i juni 2024 Molgas om at vi ikke ville kreve et begrunnet forslag til vilkår, tariffer eller metoder for tariffer for 2025 innen 1. juli. RME forlenget i stedet gyldighetsperioden til vedtakene om godkjenning av vilkår og fastsettelse av tariffer for tredjepartsadgang til Molgas sitt distribusjonsnett til å gjelde ut 2025.⁴ Bakgrunnen for dette var at vi mente det ville være vanskelig å gjennomføre prosessen med vurderinger av metoden for tariffastsettelse i tide til å fatte vedtak for 2025.

RME mottok forslag til metode for tariff for tredjepartsadgang til distribusjonsnettet fra Molgas den 1. juli 2025, i tråd med deres forpliktelse etter naturgassforskriften § 3-1 første ledd.⁵

3.2 Tidligere fastsatt tariffer

RME har tidligere fastsatt følgende tariffer:

- kroner 0,0894 per kWh GCV fra 23. januar til 31. desember 2023
- kroner 0,0916 per kWh GCV fra 1. januar 2024 til 31. desember 2024
- kroner 0,0943 per kWh GCV fra 1. januar 2025 til 31. desember 2025

I tidligere vedtak har RME fastsatt tariff for Molgas ut fra budsjetterte kostnader og forventet solgt volum etter følgende formel:

$$\text{Tariff for tredjepartsadgang} = \text{Tariffgrunnlag} (\text{Dri} + \text{Avs} + \text{Avk.gr.} * \text{Wacc}) / \text{Volum}$$

Tariffgrunnlaget består av driftskostnader (Dri) og avskrivninger (Avs), samt avkastningsgrunnlag som er gitt ved bokført verdi av rørnettet pluss et tillegg for arbeidskapital på én prosent av bokført verdi (Avk.gr), avkastningskrav (WACC) som deles på volum (kWh gross calorific value).

Tariffene for 2023–2025 er basert på Molgas sine budsjetterte driftskostnader for 2022, bokførte verdier av rørnettet per 31. desember 2021, estimert avkastningskrav for 2023 og forventet salgsvolum for 2022. De budsjetterte driftskostnadene ble prisjustert med forventet lønnsvekst for hhv. 2023, 2024 og 2025, slik at de fastsatte tariffene øker over tid innad i tariffperioden. For alle år er det lagt til grunn budsjetterte avskrivninger for 2022 og rørverdier pr. 31.12.2021.

Avkastningskravet er fastsatt med utgangspunkt i forventet referanserente for strømnetselskapene for 2023, men en rekke bransjespesifikke parametere ble justert.

3.3 Molgas sitt forslag til tariff for 2026

I forslaget til tariffer for 2026 foreslår Molgas grunnleggende en videreføring av den gjeldende metoden justert i forhold til budsjetterte driftskostnader og salgsvolum for 2026, samt bokført verdi pr. 31.12.2024 og avskrivninger for 2024.

Det resulterende forslaget til tariff for 2026 er på kroner 0,128 per kWh GCV, jf. *Tabell 1*. Det er en økning på rundt 35 prosent i forhold til tariffen for 2024. Økningen skyldes både høyere kostnader

⁴ Se [vedtak av RME av 29. november 2024](#).

⁵ Jf. saksnr. 202508376-7. Tarifforslaget fremgår vedlegg 4 i det fremsendte materiale med forslag til vilkår og tariffer. Merk at Molgas ettersendte et nytt vedlegg 4 (saksnr. 202508376-10), da en del av teksten manglet i den opprinnelige oversendelse.



og lavere forventet volum. Konkret har Molgas i budsjettet for 2026 lagt til grunn regnskapstall for 2024 pluss et påslag på 20 prosent på driftskostnadene «for å sikre en rimelig lønnsomhet ved drift av distribusjonsnettet for naturgass». Samtidig legger de til grunn en nedgang i volum på rundt 25 prosent sammenlignet med 2024.

Tabell 1. Molgas' forslag til tariff for 2026.

	Budsjett 2026
Lønnskostnader	14 378 647
Drift og vedlikehold	11 737 401
Sum driftskostnader	26 116 048
Kapitalkostnad	13 352 555
Sum kostnader til tariff	39 468 603
Budsjettert volum sm3	28 000 000
Budsjettert volum kWh GCV	302 400 000
Tariff pr NOK/Kwh GCV	0,128
Historiske volum på rørettet:	mill sm3
2020	37,80
2021	38,46
2022	25,78
2023	30,22
2024	37,51

Molgas foreslår å videreføre WACC-modellen som grunnlaget for avkastningskravet, men har oppdatert parameterne, jf. Tabell 2. De foreslår et avkastningskrav på 9,81 prosent. I tidligere vedtak har RME lagt til grunn et avkastningskrav på 9,19 prosent. Molgas har imidlertid ikke bare oppdatert de parameterne som løpende oppdateres i RMEs beregning av referanserenten, de har også oppdatert de bransjespesifikke parameterne. Det gjelder gjeldsandelen som er justert fra 43 prosent i forrige vedtak til 28,5 prosent, egenkapitalbeta som er justert fra 1,0 til 1,2 og den særskilte kredittrisikopremien for gass som er justert fra 1,5 til 0,97 prosent. Videre har de justert skattesatsen til 0 prosent.

Molgas argumenterer for at avkastningskravet bør være høyere enn det som legges til grunn for norske strømnetselskaper, både fordi Molgas har høyere egenkapitalandel og fordi selskapet er mer utsatt for markedssvingninger.



Tabell 2. Molgas' forslag til avkastningskrav 2026.

	Avkastningskrav 2026
$r = (1 - G) \times (R_f + \text{Infl} + \beta \times \text{MP}) / (1 - s) + G \times (\text{Swap} + \text{KP}) + \text{AK}$	9,81 %
Faste parametre:	
G: Fast gjeldsandel fastsatt til	28,50 %
Rf: Fast nøytral realrente fastsatt til	1,50 %
β: Egenkapitalbeta er basert på risiko ift overgang til fornybarhetssamfunnet og er fastsatt til	1,2
MP: Fast markedspremie fastsatt til	5,00 %
s: Skattesats lik gjeldende skattesats	0,00 %
AK: arbeidskapital påslag	1,00 %
Infl: Inflasjon er satt til	3,03 %
Swap: Årlig gjennomsnitt av 5-årig swaprente	3,51 %
KP: Årlig gjennomsnittlig bransjespesifikk kredittisikopremie, som fremkommer av spreaden mellom 5-årige kraftobligasjoner og 5-årige swaprenter for kraftselskap med god kredittkvalitet	0,97 %

3.4 Høring og konsultasjon

Før forslaget ble oversendt RME, ga Molgas berørte parter mulighet til å uttale seg med frist 18. juni 2025. Molgas mottok ett innspill til høringsforslaget fra Hydro Aluminium AS (Hydro).⁶ I tillegg har selskapet Vireo AS og Hydro sendt innspill direkte til RME etter høringsfristen utløp.⁷

3.4.1 Hydros anførsler

I innspillet anfører Hydro at dagens tariffstruktur er diskriminerende, fordi Hydro bærer en større del av de totale kostnadene enn deres forbruk av kostnadsdrivende innsatsfaktorer skulle tilsi. Dette skyldes at de er plassert nært innmatingspunktet i forhold til andre kunder. For å sikre kostnadsrefleksivitet og ikke-diskriminering mener Hydro at det bør fastsettes separate tariffer pr. uttakspunkt, som hensyntar kundenes geografiske plassering. Som minimum mener Hydro at det bør innføres et distanseelement i tariffmodellen. Hydro viser til [RME Ekstern rapport 2/2023: Regulering av tariffer og vilkår for tredjepartsadgang i distribusjonssystemer for naturgass](#) og Kommisjonsforordning (EU) 2017/460 16. mars 2017.

Videre anfører Hydro at tariffen gir Molgas en urimelig høy avkastning på investert kapital, fordi man i tariffastsettelsen ikke tar høyde for avkastningen før anlegget ble underlagt den nåværende reguleringen.

⁶ I det oversendte materiale fremgår innspillet fra Hydro av vedlegg 6.1 og tilsvaret fra Molgas fremgår av vedlegg 6.2.

⁷ Referanse er hhv. saksnr. 202508376-2 og 202508376-24.



I innspillet til RME utdyper Hydro synspunktene knyttet til tariffstrukturen. Som noe nytt fremhever de også at nettet er dimensjonert til å håndtere etterspørselstopper fra tilknyttede kunder og at etterspørselen kan variere betydelig mellom høy og lav etterspørsel, og i noen tilfeller forårsake flaskehals i distribusjonsnettet. For å ta høyde for dette, foreslår Hydro å innføre et tariffelement som baserer seg på kundens maksimale uttak fra distribusjonsnettet.

3.4.2 Vireos anførsler

Vireo mener at kostnadsbasen som Molgas legger til grunn er «ekstrem høy». De viser til at det legges til 20 prosent direkte avkastning på driftskostnadene, at avkastningskravet på 9,81 prosent er høyt for denne typen infrastruktur, at nedgangen i volum fra 2024 til 2026 ikke er begrunnet og at lønnskostnader på 14 MNOK virker høyt for å drifte 150 km rørnett. Vireo mener at man bør hensynta utviklingen i kostnader fra 2023 til 2024.

3.4.3 Molgas sine merknader

Molgas mener at dagens modell lever opp til bestemmelsene i naturgassforskriften om saklighet, objektivitet og ikke-diskriminering. De mener at det underbygges i avgjørelsen fra Energiklagenemnda. De viser videre til at Kommisjonsforordningen og nettforordningene er utformet med tanke på transmisjonsnett og derfor ikke bør gis anvendelse ved tariffastsettelsen i denne saken.

Selv om man *kan* innføre et distanseledd, mener Molgas at tariffen ikke nødvendigvis ville bli mer kostnadsrefleksiv av den grunn. De argumenterer med at store deler av driftskostnadene er knyttet til drift av mottakssenteret for gassen på Snurrevarden og nødvendig bemanning av dette. Det gjelder også for store deler av kapitalkostnadene som er knyttet til kostnader for trykkreguleringsstasjoner med redundans, prosessanlegget samt kontroll- og overvåkningssystemer på mottakssenteret på Snurrevarden. Molgas anfører at dersom man skulle ta hensyn til distanse som kostnadsdrivende element måtte man også ta hensyn til andre kostnadsdrivende elementer for å sikre en balansert tariff. En slik løsning ville ifølge Molgas føre til mindre transparent modell enn det som ligger i forslaget. De påpeker også at det ville være kostnadskrevenende å innføre en modell med distanseledd fordi det vil kreve nytt måleutstyr.

Molgas er uenig i Hydros premiss om at de i forrige tariffperiode har hatt urimelig høy avkastning.

4 Rettslig grunnlag

4.1 Naturgassloven

Naturgassloven § 6 oppstiller en plikt for systemoperatører å gi naturgassforetak og kunder adgang til systemer for naturgass på objektive og ikke-diskriminerende vilkår. Det følger av naturgassloven § 6 annet og fjerde ledd at RME skal fastsette eller godkjenne vilkår eller metoder for tredjepartsadgang, tariffen og balansetjenester.



Det følger videre av naturgassloven § 4 første ledd at departementet (skal forstås som Energidepartementet) har kompetanse til å gi forskrift om blant annet den utpekte reguleringsmyndighetens (her RMEs) myndighet. RMEs myndighet følger videre av naturgassforskriften, som blir omtalt nedenfor.

Departementets forskriftskompetanse om «*nærmere bestemmelser om retten til adgang til systemet, driften av systemet, [...] leverandørbytte, beskyttelse av forbrukere og andre kunder, [...] behandling av tvister, saksbehandlingsfrister og utsatt iverksetting av vedtak*» følger av naturgassloven § 13. Disse forholdene er nærmere regulert i naturgassforskriften, som blir omtalt nedenfor.

4.2 Naturgassforskriften

Formålet til naturgassforskriften er å «*sikre at naturgassvirksomhet foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte*», jf. § 1-1. I tråd med naturgasslovens formål, skal allmenne og private interesser hensyntas. Hva som menes med «samfunnsmessig rasjonell måte» må tolkes i lys av formålet til gassmarkedsdirektivet. Det følger av gassmarkedsdirektivets fortale at regelverket skal sikre rettferdig adgang til gassrørnettverket og fremme konkurranse og enkel adgang for ulike naturgassleverandører slik at forbrukere kan utnytte et liberalisert marked.⁸ Disse formålene vil påvirke hvordan de ulike vilkårene tolkes.

4.2.1 Godkjenning av tariffer eller metoder for tariffer

Det følger av naturgassforskriften § 3-1 annet ledd at systemoperatøren skal utarbeide forslag til vilkår for adgang til systemet (kapittel 5), vilkår om balansering av systemet (kapittel 6) og tariffer eller metoder for tariffer (kapittel 7). Forslagene til vilkår og tariffer eller metoder for tariffer skal sendes fra systemoperatøren til berørte parter for mulighet til å uttale seg om forslagene. Systemoperatøren skal deretter sende forslagene, uttalelsene fra høringsrunden og sin vurdering av høringsuttalelsene til RME senest 6 måneder før vilkår og tariffer eller metoder for tariffer skal gjøres gjeldende.

Når RME har mottatt forslagene til vilkår og tariffer eller metoder for tariffer fra systemoperatøren skal RME vurdere om systemoperatørens forslag oppfyller kravene til vilkårene og metodene som følger av naturgassforskriften §§ 3-1 første ledd, 5-1, 6-2, 7-1 og 7-2. Det følger av naturgassforskriften § 3-1 første ledd at vilkårene må være «saklige, objektive og ikke-diskriminerende». Forskriften stiller nærmere krav til utformingen av tariffer og metode for tariffer.

Kravet om at vilkårene og tariffene skal være saklige og objektive krever at systemoperatøren opptrer transparent og uten å utnytte sin monopolsituasjon til å fremsette vilkår eller tariffer som ikke har en saklig begrunnelse.

Kravet om at vilkårene og tariffene skal være ikke-diskriminerende betyr at systemoperatøren ikke kan stille vilkår som vil kunne åpne opp for at systemoperatøren kan diskriminere mellom eget naturgassforetak og deres kunder, og andre naturgassforetak og deres kunder, blant annet slik at

⁸ Gassmarkedsdirektiv fortale (8) og (54), for mer se også (22), (25) og (60).



det vil kunne hemme nyetablering. Dette krever at systemoperatøren opptre nøytralt.

Dersom forslagene oppfyller disse kravene, skal RME godkjenne forslagene ved enkeltvedtak senest én måned før de gjøres gjeldende, jf. naturgassforskriften § 3-1 tredje ledd. Dersom forslagene ikke oppfyller kravene i ovennevnte bestemmelser, kan RME enten be om et nytt forslag fra systemoperatøren eller selv fastsette vilkårene, tariffene eller metoden for tariffer, jf. naturgassforskriften § 3-1 fjerde ledd. Vedtaket fra RME vil ha en varighet på inntil 5 år, jf. naturgassforskriften § 3-1 femte ledd. Systemoperatøren har plikt til å sende inn nye forslag innen seks måneder etter at vedtaket som nå skal fattes, utløper.

4.2.2 Tariffer

Kapittel 7 i naturgassforskriften legger føringer for hvordan tariffene for adgang og tilknytning til systemet skal utformes.

Det følger av naturgassforskriften § 7-1 første ledd at beregningsgrunnlaget for tariffen skal omfatte relevante fremtidige kostnader til drift, vedlikehold og investeringer for distribusjon, samt en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av slik infrastruktur. Det følger av naturgassforskriften § 7-1 annet ledd at RME skal ta hensyn til urimelig høy avkastning i forutgående tariffperioder, og at RME kan ta hensyn til urimelig lav avkastning i forutgående tariffperioder, ved fastsettelsen av tariffer.

5 RMEs foreløpige vurdering

Overordnet vurderer RME at metoden som ligger til grunn for tarifforslaget ikke bidrar til å sikre at naturgassvirksomhet foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. RMEs foreløpige vurdering er derfor at Molgas sitt forslag til tariff for tredjepartsadgang til deres distribusjonsnett ikke godkjennes. RME vurderer å fastsette en ny metode til beregning av tariff som skal ligge til grunn for tarifffastsettelsen i de kommende fem årene, se naturgassforskriften § 3-1 fjerde ledd.

Nedenfor følger en utdypende vurdering av forslaget til Molgas, de momentene som vi tidligere har annonsert at vi skulle vurdere og momenter som ble fremhevet i avgjørelsen til Energiklagenemda. Vurderingene bygger blant annet på [RME Ekstern rapport 2/2023: Regulering av tariffer og vilkår for tredjepartsadgang i distribusjonssystemer for naturgass](#) utarbeidet av Menon Economics (Menon). På bakgrunn av disse vurderingene forslår RME ny metode for fastsettelse av tariffer. Metoden i sin helhet er beskrevet i avsnitt 6.

5.1 Vurdering av forslaget

5.1.1 Driftskostnader

Det fremgår av forslaget at Molgas legger til grunn en økning i driftskostnadene på 20 prosent sammenlignet med 2024 «for å sikre en rimelig lønnsomhet ved drift av distribusjonsnettet for naturgass». Beregningsgrunnlaget for tariffer for adgang til systemet skal etter naturgassforskriften § 7-1 omfatte relevante fremtidige kostnader til drift, vedlikehold og investeringer for distribusjon. RME vurderer at det ikke er grunnlag for å godkjenne en slik justering av driftskostnadene som Molgas foreslår.



I § 7-1 står det også at beregningsgrunnlaget omfatter en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utvikling og utnyttelse av infrastrukturen. I reguleringen beregnes avkastningen ved at bokførte verdier forrentes med en referanserente som reflekterer den alternativkostnaden eierne har ved å binde kapital i røret, inklusive den bransjespesifikke risikoen som er forbundet med dette. Det gis også et tillegg for arbeidskapital som skal kompensere for den kapitalen som bindes opp i forbindelse med drift. Dersom Molgas mener at reguleringen ikke sikrer rimelig lønnsomhet, bør de foreslå å endre parameterverdier i WACC-modellen i stedet for å øke anslagene for kostnadsutviklingen.

Økningen i driftskostnader på 20 prosent frem mot 2026 må også ses i sammenheng med en tidligere økning på 25 prosent fra 2023 til 2024. Samlet er det en økning på mer enn 50 prosent på to år. RME mener at denne kostnadsutviklingen er bekymringsfull. Menon mente allerede i 2022 at kostnadsnivået var høyt sammenlignet med svenske og finske DSOer. Det gjaldt særlig når de så på kostnader sammenlignet med rørlengde og antall uttakspunkt, som begge er viktige drivere for kostnadene ved gassdistribusjon. Sammenligner man 2024-regnskapene for Molgas og Lyse Neo, er driftskostnadene i Molgas rundt 1 mill. kroner høyere enn driftskostnadene for Lyse Neo til tross for at Lyse Neo drifter et nett som er fire ganger større og frakter et større volum. Lyse Neo har også redusert driftskostnadene i løpet av de seneste årene.⁹

RME vurderer at det ikke er hensiktsmessig å basere beregningsgrunnlaget på budsjetterte driftskostnader. RME har nå historiske regnskapsdata for fire år, fra 2021 til 2024. Vi foreslår derfor å heller benytte historiske data som grunnlag for driftskostnadene i tariffgrunnlaget, og fremskrive disse med forventet inflasjon.¹⁰ RME mener at det øker transparensen og samtidig bidrar til at Molgas ikke kan «budsjettere» seg til høye tariffen som kan vanskeliggjøre tredjepartsadgang for et konkurrerende naturgassforetak. For å utjevne svingninger i enkeltår, forslår vi at å legge de tre seneste regnskapsår til grunn. Det betyr at vi i tariffberegningen for 2026 benytter regnskapstall fra 2022–2024.

RME vurderer videre at kostnadsutviklingen og sammenligningen med andre lignende selskap tilsier at Molgas kan kutte driftskostnader, og foreslår at det innføres et årlig effektiviseringskrav på 0,8 prosent. Det betyr at vi i framskrivningen av driftskostnadene som inngår i tariffgrunnlaget forutsetter at Molgas klare å redusere kostnadene med 0,8 prosent årlig. En ren inflasjonsjustering av driftskostnadene ville resultere i et tariffgrunnlag, hvor Molgas kan ha samme nivå på drift og vedlikehold hvert år. Med effektivitetskravet forutsetter vi at Molgas reduserer ressursbruken knyttet til drift og vedlikehold med 0,8 prosent, eller klarer å koble seg fra den generelle prisutviklingen tilsvarende 0,8 prosent. Dersom Molgas klarer å redusere kostnadene ytterligere, justeres tariffen ikke før reduksjonen inngår i beregningsgrunnlaget. F. eks. vil en kostnadsreduksjon i 2026 først bidra til å redusere tariffen i 2028. Tilsvarende vil en kostnadsøkning også først bidra til økt tariff med to års tidsetterslep.

⁹ Sammenligningen med Lyse Neo sier ikke nødvendigvis noe om kostnadseffektiviteten til Molgas. Rammevilkår og regnskapspraksis kan påvirke driftskostnadene.

¹⁰ Se avsnitt 6.1.1 for utdypet beskrivelse.



En utfordring knyttet til å fastsette et rimelig effektivitetskrav, er at oppgavene som Molgas utfører over tid bør være tilnærmet konstante for at kostnadsutviklingen kan si noe om utviklingen i effektivitet.¹¹ For Molgas er det imidlertid ikke urimelig å forutsette dette da nettet har vært fullt utbygget relativt lenge, og det er begrenset hvor mange nye uttakspunkter som etableres. Dermed skal driftskostnader primært dekke administrasjon og drift av det eksisterende nett. En annen utfordring knyttet til å definere effektiviseringskrav, er at det bør reflektere Molgas' faktiske muligheter til å redusere kostnader. Et effektivitetskrav bør derfor løpende vurderes basert på produktivitetsutviklingen i samfunnet generelt og hvordan Molgas' effektivitet utvikler seg. I lys av Molgas' høye driftskostnader mente Menon at et effektiviseringskrav på én prosent av de påvirkbare kostnader ikke ville være vridende. I Sverige benytter reguleringsmyndigheten et effektiviseringskrav knyttet til de påvirkbare driftskostnader på én prosent per år.¹² Ifølge den svenske definisjonen utgjorde upåvirkbare driftskostnader rundt 5 prosent av de samlede driftskostnadene for Molgas i 2021. Vi har ikke som tradisjon å dele driftskostnader inn i påvirkbare og upåvirkbare. Vi foreslår derfor heller et litt lavere årlig effektivitetskrav på 0,8 prosent på alle driftskostnadene. Dette er i utgangspunktet mildere enn effektivitetskravet i Sverige gitt den anslåtte fordelingen mellom påvirkbare og upåvirkbare kostnader.

5.1.2 Avskrivninger, avkastningsgrunnlag og levetid på anlegg

Molgas legger i sitt forslag til grunn faktiske avskrivninger i 2024 og bokført verdi 31.12.2024 som grunnlag for beregning av kapitalkostnader. RME foreslår at vi legger til grunn avskrivningene for 2024. For avkastningsgrunnlag foreslår vi derimot å beregne forventet bokført verdi per 31.12.2026 ved å avskrive bokført verdi per 31.12.2024 med avskrivningene fra 2024 per år, i løpende kroner. RME mener at denne metoden er mer forventningsrett i et anlegg som Molgas sitt distribusjonsnett, hvor de årlige investeringene er relativt små. Det reduserer risikoen for systematisk meravkastning, jf. avsnitt 5.2.2.

Størrelsen på beregningsgrunnlaget for naturgassdistributører påvirkes av avskrivningstidene som legges til grunn. I det oversendte datagrunnlaget fremgår det at Molgas i beregningen av avskrivninger og kapitalgrunnlag legger til grunn en levetid på 50 år for alle investeringer i gassrørnettet. I årsregnskapene står det imidlertid at gassdistribusjonsanlegg har økonomisk levetid på inntil 25–50 år og avskrives lineært.¹³ I forbindelse med gjennomgangen av internregnskapet for 2022, har RME bedt om forklaring på denne formuleringen. Molgas har forklart at terminaler som er en del av kategorien gassdistribusjonsanlegg avskrives over 25 år, mens rør avskrives over 50 år.

RME ønsker at Molgas i sin uttalelse til varsel om vedtak, bekrefter at alle anlegg/varige driftsmidler som inngår i kapitalgrunnlaget har en avskrivningstid på 50 år, og at det også er det som legges til grunn i årsregnskapet.

¹¹ Alternativt skal det være mulig å kvantifisere Molgas' oppgaver. Det gjør vi f.eks. i reguleringen av Statnett, hvor oppgavene måles ved bruk av normgrid, jf. [RME Fakta 11/2025: Beregning av inntektsramme for Statnett](#).

¹² Se [CEER Regulatory Frameworks Report](#), s. 144.

¹³ Se f.eks. note 5 i årsregnskapet for 2024 [Virksomhetsopplysninger - Brønnøysundregistrene](#), *Innsendt årsregnskap 2024*.



RME mener det i utgangspunktet er opp til det enkelte selskap å fastsette de avskrivningstidene som reflekterer levetiden for deres anlegg. Det er også prinsippet som legges til grunn i reguleringen av strømnetselskaper. I Sverige er det opp til Energimarknadsinspektionen (Ei) å godkjenne avskrivningstidene som legges til grunn for hvert selskap på bakgrunn av selskapenes innstilling. Imidlertid har forvaltningsretten fastsatt den regelmessige avskrivningstiden til 90 år for distribusjonsledninger og 40 år for måle- og reguleringsstasjoner.¹⁴ Av inntektsrammene for 2023–2026 fremgår det videre at avskrivningstiden er 12 år for målere og 8 år for støtte- og overvåkingssystemer.¹⁵ På den bakgrunnen mener vi at vi ikke har grunnlag for å endre avskrivningstiden på Molgas sitt anlegg.

5.1.3 Volum

Molgas legger til grunn en nedgang i salgsvolum på 25 prosent fra 2024 til 2026, noe som i stor grad medvirker til den økte tariffen i 2026. I 2024 ble det solgt 405 064 346 kWh GCV, hvilket er omtrent på nivåene i 2020 og 2021, og markant høyere enn nivåene i 2022 og 2023. Molgas forventer at volumet i 2026 nesten er nede på nivået i 2022, hvor gassprisene var markant høyere.¹⁶ Molgas redegjør ikke for hvorfor de forventer denne nedgangen.

RME vurderer at denne nedgangen ikke reflekterer forventningene til fremtiden beskrevet i årsrapporten for 2024. RME foreslår i stedet å legge til grunn gjennomsnittlig volum for de tre seneste regnskapsårene. Som for driftskostnadene, mener vi at det øker transparensen og minsker mulighetene for å «budsjettere» seg til høye tariffer. Det lave forbruket i 2022 inngår i grunnlaget for 2026, men siden det kun er ett av tre år, blir volumet vi legger til grunn noe høyere enn nivået som Molgas foreslår. I beregningen av mer-/mindreinntekt foreslår vi å ta hensyn til avvik mellom forventet og faktisk volum, jf. 5.2.2.

5.1.4 Avkastningskrav

Molgas foreslår et avkastningskrav på 9,81 prosent. Avkastningskravet er fastsatt med utgangspunkt i foreløpige 2025-verdier for referanserenten. Som nevnt avviker en rekke av de bransjespesifikke parametrene fra det som ble lagt til grunn i tidligere vedtak, i tillegg til at skattesatsen er satt lik 0. Dersom man legger til grunn bransjespesifikke parametre fra tidligere vedtak, inklusive gjeldsgrad, ville avkastningskravet være 8,90 prosent. Om vi setter gjeldsgrad lik 2024-nivå, blir avkastningskravet 9,88 prosent.

RME vurderer at det er hensiktsmessig at avkastningskravet fastsettes med samme overordnede metode som for strømnetselskapene, men at bransjespesifikke parametre justeres for å ta høyde for forskjeller i risiko og optimal kapitalstruktur.¹⁷

¹⁴ Jf. s. 70 i [Ei R2022:06 Sveriges el- och naturgasmarked 2021](#).

¹⁵ Avskrivningstiden for alle selskap for reguleringsperioden 2023-2026 kan finnes her: [Gasnätetsföretagens intäktsramar 2023-2026 – Energimarknadsinspektionen](#)

¹⁶ Se [Global price of Natural gas, EU \(PNGASEUUSD\) | FRED | St. Louis Fed](#).

¹⁷ I våren 2025 ble det besluttet at denne metoden fastholdes for nå, jf. brev av 7.3.2025 [RMEs modell for referanserenten i inntektsreguleringen holdes uendret](#) og tilhørende utredning [RME Ekstern rapport 2/2024: Vurdering av referanserenten i inntektsrammereguleringen](#).



Menon gjennomfører en risikoanalyse der de vurderer at distribusjonsvirksomhet innen naturgass i Norge er forbundet med høyere risiko enn det som er gjeldende for norske strømnetselskaper og for gassdistribusjonsselskaper andre steder i Europa. RME mener dette bør reflekteres i de bransjespesifikke parametere i WACC-modellen og dermed en høyere referanserente. Likevel vurderer vi at de bransjespesifikke parameterne Molgas legger til grunn ikke reflekterer et rimelig avkastningskrav.

RME foreslår å basere beregningen av avkastningskravet på forventede verdier for 2026, og samtidig justere de bransjespesifikke parameterne så de bedre reflekterer Molgas sin risikoeksponering. Med dagens forventninger innebærer RMEs forslag et avkastningskrav på 8,65 prosent for 2026. Dette anslaget oppdateres når vi fatter endelig vedtak og igjen når det beregnes mer-/mindreinntekt for 2026 i 2028, jf. avsnitt 5.2.2. Nedenfor gjennomgås vurderingene av de enkelte parameterne.

Molgas foreslår en beta-verdi på 1,2. Det er et tillegg på 0,325 sammenlignet med strømnetselskapene sitt nivå på 0,875. RME vurderer at Molgas står overfor høyere systematisk risiko enn norske strømnetselskaper. Det taler for at de bør ha en høyere egenkapitalbeta enn strømnetselskapene. Molgas har høyere andel næringskunder enn strømnetselskapene, hvilket gjør Molgas mer utsatt for konjunkturelle svingninger, fordi næringskunder generelt må forventes å endre etterspørselen mer i takt med konjunktorene enn husholdningskunder. Det gjelder også i forhold til endringer i råvaremarkedet, da næringskunder sannsynligvis har høyere priselastisitet. Menon anbefaler et tillegg på 0,05-0,125 til betaverdien for strømnetselskaper. På den bakgrunn vurderer vi at beta på 1,2, som Molgas foreslår, vil være en overkompensasjon for den systematiske risikoen de står over for. Vi foreslår i stedet en betaverdi på 1, hvilket er i toppen av det intervallet Menon anbefaler.

Molgas foreslår en bransjespesifikk kredittrisikopremie på 0,97 prosent. Dette tilsvarer kredittrisikopremien for norske strømnetselskaper i 2024. RME vurderer at forslaget er for lavt, da den usystematiske risikoen knyttet til det grønne skiftet og forsyningssikkerhet tilsier at den bransjespesifikk kredittrisikopremien bør være høyere enn for norske strømnetselskaper. I vedtaket fra 2022 var kredittrisikopremien på 1,5 prosent, hvilket var 13 basispoeng høyere enn det foreliggende estimatet for strømnetselskapene i samme periode. Menon anbefaler at kredittrisikopremien bør være 20 til 70 basispoeng høyere for norske gassdistributører sammenlignet med strømnetselskaper. RME foreslår på den bakgrunn at kredittrisikopremien for Molgas er 45 basispoeng høyere enn den til enhver tid gjeldende kredittrisikopremie for strømnetselskapene. Det resulterer i en samlet kredittrisikopremie på 1,29 prosent når vi legger til grunn prognose for 2026.

Molgas foreslår å legge faktisk gjeldsgrad for 2024 til grunn i vektingen mellom egenkapitalleddet og gjeldsleddet. I forhold til 2022 har gjeldsgraden falt med rundt 15 prosentpoeng fra 43 prosent til 28,5 prosent. I vedtaket for 2023 la vi til grunn Molgas' faktiske gjeldsgrad på 43 prosent. En vesentlig begrunnelse for dette var imidlertid at gjeldsgraden var omtrent i tråd med den som legges til grunn i reguleringen av svenske nettselskaper, hvor det er basert på en empirisk



gjennomgang av gassdistribusjonsselskaper.¹⁸

RME vurderer at det ikke er hensiktsmessig å la gjeldsgraden i WACC-modellen følge Molgas' faktiske gjeldsgrad. Den faktiske gjeldsgraden kan være påvirket av selskapsspesifikke forhold, som historiske beslutninger, eierskapsstruktur eller midlertidige finansieringsbehov. Den reflekterer dermed ikke nødvendigvis en langsiktig optimal kapitalstruktur. Dersom vi legger faktisk gjeldsgrad til grunn kan det gi selskapet incentiv til å holde gjeldsgraden lav, ikke fordi det er finansielt optimalt, men fordi det gir høyere regulert avkastning. Det vrir kapitalstrukturen bort fra det som er samfunnsøkonomisk effektivt og belaster kundene med høyere kostnader enn nødvendig. På den bakgrunn vurderer vi at gjeldsgraden som Molgas legger til grunn er for lav og foreslår i stedet en gjeldsgrad på 46 prosent, slik som i Sverige, hvor det er basert på en empirisk gjennomgang av sammenlignbare selskaper.¹⁹

Til slutt har Molgas lagt til grunn en skattesats på 0 prosent i kapitalleddet, noe som bidrar til å redusere avkastningskravet, siden RME fastsetter avkastningskravet før skatt. Molgas er skattepliktige i Norge og vi foreslår at skattesatsen fastsettes til 22 prosent som er gjeldende sats for selskaper i Norge.

5.1.5 Tariffstruktur

Molgas foreslår at dagens tariffstruktur videreføres. Det innebærer at alle kunder betaler en tariff som er proporsjonal med handlet volum. Molgas har ikke begrunnet dette nærmere i selve vedlegget som omhandler tarifforslaget, men har, som tidligere nevnt, omtalt det i merknad til Hydros anførsler, jf. avsnitt 3.4.3.

Det følger av naturgassforskriften § 3-1 at tariffene skal være saklige, objektive og ikke-diskriminerende. I Menon sin vurdering av tariffstruktur, viser de til at rørnettets lengde er den viktigste kostnadsdriveren for naturgassdistributører. De viser til at dette understøttes både i litteraturen, gjennom intervju og ved en empirisk sammenligning av kostnadene hos svenske og finske DSOer, samt Molgas. Menon skriver imidlertid også at noen kostnader, f.eks. kostnader knyttet til balanseringsansvaret, ikke er avhengig av rørnettets lengde. Menon mener at en tariff med et distanseledd er mer kostnadsreflekterende enn dagens volumbaserte tariff. Menon mener på den bakgrunn at et distanseledd i tariffen vil øke sakligheten og transparensen, og samtidig bidra til å øke konkurransen i detaljistmarkedet. Likevel anbefaler Menon i første omgang å la det være opp til eieren av gassrørnettet å foreslå tariffstruktur, fordi risikoen for å prise distanse feil er stor. I tillegg vil konkurranse fra alternative energibærere i noen grad bidra til å begrense Molgas sitt handlingsrom.

RME vurderer at det er en risiko for at dagens tariffstruktur bidrar til å skjerme Molgas fra konkurranse. Hydro er den klart største kunden i nettet til Molgas, og det er attraktivt for tredjeparter å overta Hydro som kunde eller for Hydro selv å kjøpe gass direkte i engrosmarkedet. En volumbasert tariff gjør, sammenlignet med en tariff med et distanseelement, at marginene ved selve gassalget til Hydro reduseres. For Molgas er det mindre vesentlig, fordi de i stedet tjener

¹⁸ Se bilag 4 i [Beslut och bilagor gasnätetsföretagens intäktsramar 2019-2022 - Energimarknadsinspektionen](#).

¹⁹ Se bilag 4 Kalkylränta för tillsynsperioden 2023-2026 i vedtak om [Gasnätetsföretagens intäktsramar 2023-2026 - Energimarknadsinspektionen](#).



penger gjennom tariffen, men for eventuelle tredjeparter er det vanskelig å ta over Hydro som kunde. Samtidig vil en volumbasert tariff umiddelbart tilsa at tredjeparter lettere vil kunne vinne kunder lenger bak i nettet. Et problem kan imidlertid være at det resterende volum er fordelt ut på mange kunder, som kanskje gjør det vanskeligere for tredjeparter å skaffe tilstrekkelig volum til å inngå konkurransedyktige avtaler for kjøp av gass oppstrøms.

RME mener prinsipielt sett at det er hensiktsmessig med en tariff som reflekterer de faktiske kostnadene, og at disse fordeles på bakgrunn av hvem som utløser dem. Den samfunnsøkonomiske effektiviteten økes når aktører treffer valg ut ifra de kostnadene de faktisk utløser. Det er åpenbart at kapitalkostnadene i høy grad avhenger av rørnettets lengde og det må også forventes at lengre rørstrekk gir høyere risiko for lekkasjer, slitasje og behov for inspeksjon. Det kan også være merkostnader ved å betjene kunder langt ute i nettet. Kapitalkostnadene avhenger også av nettets dimensjonering, som er utløst av de enkelte kundenes effektbehov. Imidlertid er også en del av de løpende kostnadene, til f.eks. overvåking og administrasjon av nettet, mer uavhengig av lengde og dimensjonering.

RME vurderer at det er vanskelig å innføre et kostnadsreflekterende distanseledd i praksis. For det første er det ikke nødvendigvis åpenbart hvilke kunder som utløser hvilke kostnader. Nye kunder, som ikke utløser behov for ny kapasitet, kan oppleve et distanseledd som omfatter kapitalkostnader som urimelig og diskriminerende. Videre kan det være at de opprinnelige kundene, som er plassert langt ute i nettet og som påvirket kapitalkostnadene gjennom trasévalg og nettlengde, allerede har betalt merkostnad for sin plassering i nettet. Dette kan ha skjedd gjennom langtidskontrakter inngått ved etableringen, og kan innebære at merkostnadene helt eller delvis er dekket. Dersom noen opprinnelige kunder senere kobler seg fra nettet, kan det føre til at gjenværende kunder må dekke en uforholdsmessig andel av kostnadene likevel. For det andre settes tariffene før kundenes faktiske etterspørsel er kjent. En kostnadsdekkende tariff krever dermed anslag om forventet uttak for hvert uttakspunkt eller segment. Det er forbundet med betydelig usikkerhet å basere slike anslag på historisk volum, særlig fordi et eventuelt distanseledd kan påvirke lønnsomheten for enkelte kunder.

RME vurderer det er tilsvarende vanskelig å fastsette fastledd som eksempelvis skal reflektere effektbehov eller kostnader som i høyere grad knytter seg til antall målepunkter. Hvis vurderingene baseres på feil grunnlag, kan det øke risikoen for at aktører lengre ut i rørnettet vurderer at det ikke er lønnsomt å benytte nettet. Som Menon skriver, er det samfunnsøkonomisk rasjonelt å drifte alle nettsegmenter hvor sluttbrukernes totale betalingsvilje overstiger kostnadene til drift av segmentet. Hvis én enkelt sluttbruker kobler seg av nettet, må de faste kostnadene fordeles mellom færre sluttbrukere, noe som øker gjennomsnittlige faste kostnader per sluttbruker. Det kan føre til en kaskadeeffekt der flere kobler seg av, og kostnadene må fordeles på enda færre.

På grunn av disse utfordringene, og fordi kundene til en viss grad har tilgang på substitutter som svekker Molgas sin monopolmakt, mener RME at det er mest hensiktsmessig å legge til grunn volumbasert tariff i tråd med Molgas sitt forslag.



5.2 Ytterligere vurderinger

I dette avsnittet følger vi opp noen av momentene som ikke eksplisitt er behandlet i Molgas sitt forslag til tariff, men som vi i tidligere vedtak har annonsert at vi vil undersøke, momenter som har vært trukket frem av energiklagenemnda og andre forhold som vi finner relevante. Det gjelder varigheten på vedtaket, håndtering av mer- og mindreavkastning og vurdering av i hvilken grad vi kan/skal legge vekt på historisk avkastning.

5.2.1 Varighet på vedtak

Molgas omtaler ikke hvilken varighet de ser for seg at tariffen skal ha. Etter naturgassforskriften § 3-1 femte ledd skal vedtaket ha en varighet på inntil 5 år. Samtidig åpnes det for at RME kan gi systemoperatøren pålegg om å justere vilkår, tariffer og metoder for tariffer for å sikre at disse er forholdsmessige og anvendes på en ikke-diskriminerende måte. RMEs vedtak fra 2022 hadde opprinnelig en varighet på to år. Denne varigheten må ses i lys av at reguleringen var ny og at vi ville gjøre ytterligere vurderinger før det ble vedtatt en metode for tariffberegning som skulle gjelde over lenger tid.

RME foreslår at metoden for fastsettelse av tariffer får en varighet på 5 år, men at Molgas pålegges å oppdatere tariffen årlig i henhold til den beskrevne metoden og senest tilgjengelige regnskapstall. Vi mener at klarhet omkring metodikken bidrar til å redusere den regulatoriske risikoen. Vi foreslår at tariffgrunnlaget og dermed tariffen oppdateres løpende, fordi det reduserer risiko for høy mer- og mindreavkastning, jf. avsnitt 5.2.2.

Dette er særlig viktig med tanke på mindreavkastning. Dersom tariffen settes for lavt i en periode kan det være vanskelig å hente inn mindreavkastningen, fordi Molgas fremover er avhengig av å enten kunne ta en høyere pris eller øke volumet.²⁰ Gitt at kundene har mulighet til å gå over til alternative energiformer eller leveringsmetoder, vil dette ikke alltid la seg gjøre. Det gir en naturlig skjevhet i håndteringen av mindre- og meravkastning, da det alltid vil være mulig å gi tilbake meravkastning, men det vil ikke alltid være mulig å hente inn mindreavkastning.

Vi anerkjenner at det også kan være fordeler ved å låse tariffgrunnlaget og dermed tariffene over en lengre periode. Dels gir det mer forutsigbarhet for kunder og eventuelle tredjeparter, og dels kan det styrke incentivet til kostnadseffektivitet noe, fordi det går lenger tid før kostnadsreduksjoner inngår i beregningsgrunnlaget.

RME mener likevel at risikoen knyttet til opparbeiding av mer- eller mindreavkastning er såpass stor, særlig fordi det er et markert relativt stor usikkerhet, at dette hensynet veier tyngst. Samtidig baseres driftskostnadene i tariffgrunnlaget på gjennomsnittlige kostnader over tre år, noe som bidrar til å begrense endringene fra år til år og gi mer forutsigbarhet. Det finnes også noe incentiv til å redusere kostnader siden det er et tidsetterslep på to år fra en eventuell kostnadsreduksjon realiseres til den inngår i tariffgrunnlaget.

²⁰ Jf. [RME Ekstern rapport 2/2023: Regulering av tariffer og vilkår for tredjepartsadgang i distribusjonssystemer for naturgass](#).



5.2.2 Mer- og mindreavkastning

Molgas har i forslaget til tariff ikke tatt hensyn til eventuell mer- eller mindreavkastning som har oppstått i perioden som selskapet har vært underlagt reguleringen. Som nevnt *skal* RME etter naturgassforskriften § 7-1 annet ledd ta hensyn til urimelig høy avkastning i foregående tariffperioder (meravkastning). RME *kan* ta hensyn til urimelig lav avkastning i foregående tariffperioder (mindreavkastning).

Naturgassforskriften åpner dermed opp for at man kan behandle mer- og mindreavkastning asymmetrisk, da man *skal* ta hensyn til meravkastning og *kan* ta hensyn til mindreavkastning. Ved å bare ta hensyn til meravkastning påføres Molgas en nedsiderisiko, som de ikke umiddelbart kompenseres for andre steder i reguleringen. Vi foreslår derfor at mer- og mindreavkastning behandles symmetrisk.

Menon skriver at det er et viktig reguleringsprinsipp at den regulerte aktøren ikke skal eksponeres for høy risiko knyttet til hendelser som ikke er under deres kontroll. Derfor inkluderer regulering av gassmarkedet typisk også mekanismer for håndtering av mer- og mindreavkastning. Håndtering av mer- og mindreavkastning innebærer at det finnes en mekanisme som tilsier hva som skjer hvis den regulerte aktøren har høyere eller lavere avkastning enn forventet.

Når vi vedtar tariffen fremover, legger vi til grunn forventninger om salgsvolum, referanserente, driftskostnader og kapitalkostnader. Avvik mellom den forventede og den faktiske utviklingen, kan gjøre at det oppstår mer- eller mindreavkastning.

Gjeldende tariffperiode

For perioden fra 2023-2025 foreslår vi å vurdere mer- eller mindreavkastningen ved å beregne et gulv og tak for tariffinntektene basert på et oppdatert beregningsgrunnlaget der vi benytter regnskapstall fra de faktiske årene. Gulvet og taket settes slik at de tilsvarer ± 1 prosent av avkastningsgrunnlaget. Vi mener at det er rimelig at Molgas bærer volumrisikoen innenfor denne grensen. Vi beregner tariffinntekt gitt vedtatt tariff og faktisk volum for året, og dersom denne ligger innenfor gulvet og taket i perioden, gjør vi ingen korrigering. Dersom den havner utenfor gulv eller tak, kompenserer vi for avviket i neste periode. Avviket forrentes med årlige gjennomsnitt NIBOR-rente med en løpetid på 3 måneder med et tillegg på 0,3 prosentpoeng. Dette er tilsvarende renteberegningen av mer-/mindreinntekt beskrevet i forskrift om strømnetselskapenes inntekter § 2-6.

Vi foreslår at metoden for fastsettelse av tariff får en varighet på 5 år. For å redusere risikoen for at det skal oppstå mer- eller mindreavkastning fremover, foreslår vi at det år for år beregnes mer- og mindreinntekt når faktiske tall er kjente. Dette skal justere for avvik mellom forventninger og faktisk utvikling i løpet av tariffperioden. Mer- og mindreinntekt beregnes som forskjellen mellom «vedtatt tariffinntekt», som beregnes som faktisk volum multiplisert med vedtatt tariff for året, og «oppdatert tariffgrunnlag». I oppdatert tariffgrunnlag tar vi utgangspunkt i beregningen i vedtaket, men volum endres til faktisk volum, og konsumprisindeks, referanserente og kapitalkostnader oppdateres når faktiske tall foreligger. Det er viktig å merke seg at driftskostnader ikke oppdateres i «oppdatert tariffgrunnlag». Dette er for å gi Molgas noe insentiv til å redusere sine driftskostnader, siden det tar to år før en kostnadsreduksjon vil inngå i beregningsgrunnlaget.



Eventuell mer- eller mindreinntekt for et gitt år skal inngå i beregning av tariff ved første anledning. Det vil si at mer- eller mindreinntekt for 2026 inngår i tariffgrunnlaget i 2028. Siden de faktiske kostnadene etter hvert inngår i tariffgrunnlaget justeres tariffgrunnlaget for neste år bare for renteeffekten av mer-/mindreinntekten. Renteeffekten beregnes ved at avviket mellom vedtatt tariffinntekt og oppdatert tariffgrunnlag forrentes med et årlig gjennomsnitt av NIBOR-renten med en løpetid på 3 måneder med et tillegg på 0,3 prosentpoeng. Når vi f.eks. beregner mer- eller mindreinntekt for 2026 i 2028, skal avviket forrentes med forventet NIBOR-rente for 2027 og 2028 pluss et tillegg på 30 basispoeng.

For neste tariffperiode bør RME igjen gjøre en samlet vurdering av mer- og mindreakkastningen for gjeldende periode, for å undersøke om den er urimelig lav eller høy. Dersom det skal korrigeres for mer-/mindreakkastning etter 2026, vil dette også kun gjelde renteeffektene. Dette er fordi vi fra 2026 benytter faktiske kostnader i beregningsgrunnlag for tariffen i stedet for budsjetterte kostnader.

5.2.3 Vektlegging av historisk avkastning

I Hydros innspill til tarifforslaget argumenterer de for at Molgas siden etableringen av nettverket har oppnådd urimelig høy avkastning på investert kapital, og at RME bør ta hensyn til dette i vurderingen av Molgas' forslag til tariff fra 2026.

I naturgassforskriften § 7-1 første ledd står det at beregningsgrunnlaget skal omfatte en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av slik infrastruktur. RME forstår Hydros innspill slik at dette bør innebære at den historiske inntjeningen også skal hensyntas. Avkastningen på investert kapital er den netto kontantstrømmen et anlegg genererer fra idriftsettelse frem til det tas ut av drift, altså inntekter fratrukket løpende driftskostnader. Anlegget til Molgas hadde vært i drift mer enn 25 år før det ble omfattet av reglene for tredjepartsadgang, og kan i prinsippet ha generert tilstrekkelig med inntekter til å ha oppnådd «rimelig avkastning» allerede før det ble omfattet av reguleringen.

I praksis er det imidlertid vanskelig å vurdere hvorvidt Molgas/Gasnor tilbake i tid har oppnådd meravkastning, da vi ikke har adgang til internregnskaper tilbake i tid før det gjeldende regelverket trådte i kraft.

Videre mener RME at ordlyden i naturgassforskriften § 7-1 taler mot at avkastningen Molgas hadde før de ble underlagt reguleringen om tredjepartsadgang, skal inngå i tarifffastsettelsen.

Ordlyden i naturgassforskriften § 7-1 første ledd som angir at systemoperatøren skal ha en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av slik infrastruktur, er framoverskuende. Det er dermed ikke naturlig å tolke inn tidligere avkastning som et relevant moment i denne vurderingen.

Ordlyden i naturgassforskriften § 7-1 andre ledd er ment å ta hensyn til den avkastning systemoperatøren har hatt tilbake i tid. Bestemmelsen sier at RME i tillegg til de framoverskuende momentene, skal legge vekt på urimelig høy avkastning i «forutgående tariffperiode». Det følger altså klart av ordlyden at det er avkastningen i «forrige tariffperiode» som skal hensyntas. RME mener denne ordlyden ikke åpner for å ta hensyn til avkastning systemoperatøren har hatt før reguleringen ble innført.



Denne tolkningen stemmer godt overens med konkurranseretten. Her er det et viktig prinsipp at en aktør som tar en investeringsrisiko, og som senere blir underlagt regulering, også har et vern fordi de tok en risiko før forholdet ble regulert.²¹ Dette er overførbart til reguleringen av gassrørnett etter gassmarkedsdirektivet og norsk gassregulering.

Forbudet mot tilbakevirkende lover og regler etter Grunnloven § 97 taler for det samme. Siden det her er tale om å vektlegge tidligere høy avkastning i beregning av fremtidig avkastningssats, er det det uegentlige tilbakevirknings-forbudet som muligens blir aktualisert²². Dette taler mot å tolke den klare ordlyden i naturgassforskriften § 7-1 andre ledd til å også omfatte avkastning systemoperatøren har hatt før «foregående tariffperiode».

RME vurderer på bakgrunn av ovenstående at avkastningen Molgas oppnådde før de ble underlagt reguleringen om tredjepartsadgang ikke bør hensyntas i tariffastsettelsen.

6 Forslag til tariff og metode for tariffgrunnlag

I utgangspunktet er det opp til gassdistributøren å foreslå tariffen eller metoder for tariffen. På bakgrunn av vurderingene i avsnitt 5, foreslår RME etter naturgassforskriften § 3-1 fjerde ledd imidlertid en ny metode for beregning av tariffgrunnlag som skal ligge til grunn for tariffastsettelsen i de kommende fem årene.

6.1 Forslag til ny metode for tariffastsettelse

RME foreslår at tariffen fortsatt beregnes ut fra følgende formel:

$$\text{Tariff for tredjepartsadgang} = \text{Tariffgrunnlag} (\text{Dri} + \text{Avs} + \text{Avk.gr.} * \text{Wacc}) / \text{Volum}$$

Tariffgrunnlaget består av driftskostnader (Dri) og avskrivninger (Avs), samt avkastningsgrunnlag som er gitt ved bokført verdi av rørrettet pluss et tillegg for arbeidskapital på én prosent av bokført verdi (Avk.gr.), avkastningskrav (WACC) som deles på volum (kWh gross calorific value).

RME foreslår at metoden fastsettes for en periode på 5 år. Beregning av tariffen skal gjøres årlig i henhold til senest tilgjengelig regnskapstall. Metoder for beregning av tariffgrunnlag, avkastningskrav og håndtering av mer- og mindreavkastning er beskrevet nedenfor.

²¹ Se Opinion of Advocate General Jacobs in Case C-7/97

²² Uegentlig tilbakevirkning gir forbud mot regler som endrer en etablert rettsposisjon for fremtiden. Et kjent eksempel er skatt på allerede tjent inntekt/kapital/investering. Her må det foretas en konkret vurdering av om regelen som sier noe om en etablert rettsposisjon for fremtiden er klar urimelig eller urettferdig, se Rt. 2010 s. 143 (rederiskatt) avsnitt 153. I tillegg er det gode vurderinger gitt i forarbeidene til lakseskatt-ordningen, som også har overføringsverdi for de ulike tidspunktene som er aktuelle her, se Prop. 78 LS (2022-2023) kapittel 8 og Lovavdelingen notat på temaet i § 97 - Tolkningssuttalelse om innføring av grunnrenteskatt for havbruk – forholdet til Grunnloven § 97 av 30. mars 2023, <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/-97-tolkningssuttalelse-om-innforing-av-grunnrenteskatt-for-havbruk-forholdet-til-grunnloven-97/id2968870/>. Vektlegging av tidligere høy avkastning vil kunne være forbudt etter reglene om uegentlig tilbakevirkning.

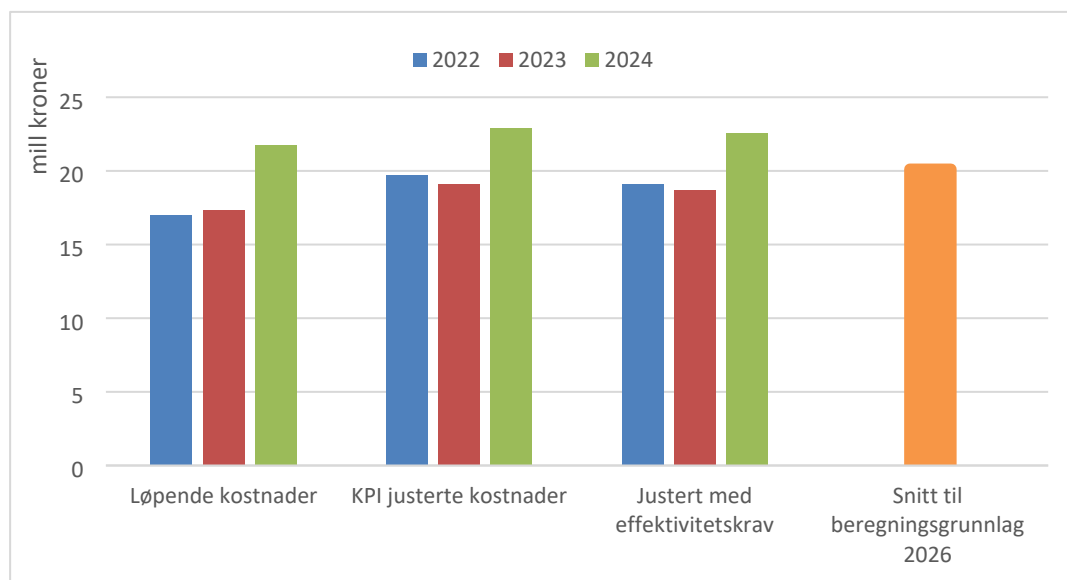


6.1.1 Beregning av tariffgrunnlag

Tariffen fastsettes med utgangspunkt i gjennomsnittlige historiske driftskostnader og volum fra de tre seneste regnskapsår. For avskrivninger benyttes siste års avskrivninger. For eksempel er tariffgrunnlaget for 2026 basert på regnskapstallene for 2022–2024.

For hvert av de tre årene fremskrives de årlige driftskostnadene til 2026-priser basert på konsumprisindeksen (faktisk KPI for 2022–2024 og forventet KPI for 2025–2026) samtidig som det trekkes fra 0,8 prosent årlig som effektivitetskrav. Heretter beregnes et gjennomsnitt for de tre årene. Beregningene er oppsummert i *Figur 1 Driftskostnader i beregningsgrunnlaget for 2026*.

Vi forslår at vi beregningsgrunnlaget tar utgangspunkt i regnskapstall for de tre seneste årene og fremskriver disse med utviklingen i konsumprisindeksen og deretter beregner et gjennomsnitt. Effektivitetskravet implementeres ved at vi i forbindelse med framskrivingen av de årlige driftskostnadene år for år trekker fra 0,8 prosent.



Figur 1 Driftskostnader i beregningsgrunnlaget for 2026.

Forventede avskrivninger i 2025 og 2026 settes lik avskrivninger for 2024 i løpende priser. Forventet bokført verdi per 31.12.2026 beregnes ved å trekke forventede avskrivninger i 2025 og 2026 fra bokført verdi fra 31.12.2024. Avkastning beregnes ved å multiplisere avkastningsgrunnlaget med forventet referanserente for 2026. Avkastningsgrunnlaget inkluderer et tillegg for arbeidskapital på 1 prosent av beregnet bokført verdi.

Volum baseres på gjennomsnittlig volum for tre seneste regnskapsårene.

6.1.2 Beregning av avkastningskrav

Avkastningskravet fastsettes med utgangspunkt i den modellen og de satsene som brukes i reguleringen av strømnettselskapene, men de bransjespesifikke parameterne er justert på bakgrunn av vurderingene i avsnitt 5.1.4.



RME foreslår en beta-verdi på 1,0, en gjeldsandel på 46 prosent, og et tillegg til kredittrisikopremien på 0,45 prosentpoeng.

I Tabell 3 er alle de underliggende parametere oppsummert og sammenlignet med avkastningskravet i Molgas' forslag, referanserenten for strømnetselskapene og renten som ble lagt til grunn for reguleringen av Molgas i perioden 2023-2025.

Tabell 3 Sammenligning av avkastningskrav.

$r = (1-G) \times (R_f + \text{Infl} + \beta_e \times \text{MP} + \text{TP}) / (1-s) + G$ (Swap + KP)	Strømnett- selskaper, 2026	Vedtak, 2023-2025	Forslag RME, 2026	Forslag Molgas, 2026
Referanserente basert på WACC	7,7	9,2	8,65	9,8
Gjeldsandel (G)	60	43	46	28,5
Nøytral realrente (Rf)	1,50	1,50	1,50	1,50
Årlig justering for inflasjon (Infl)	2,50	3,00	2,50	2,50
Egenkapitalbeta (β_e)	0,85	0,70	1,00	1,20
Markedspremie (MP)	5,00	5,00	5,00	5,00
Særskilt risikopremie for gass (TP)	0	1,50	0	0
Gjeldende skattesats (s)	22	22	22	0
Årlig gjennomsnitt av 5-årig swaprente (swap)	3,98	3,70	3,98	3,51
Årlig gjennomsnittlig bransjespesifikk kredittrisikopremie (KP)	0,97	1,50	1,29	0,97

6.1.3 Beregning av mer- og mindreakkastning

I beregning av mer- og mindreakkastning for perioden fra 2023–2025 beregner et oppdatert beregningsgrunnlaget der vi benytter regnskapstall fra de faktiske årene. Vi beregner en gulv- og takavkastning tilsvarende oppdatert tariffgrunnlag ± 1 prosent av avkastningsgrunnlaget. Vi beregner også vedtatt tariffinntekt ved å multiplisere vedtatt tariff med faktisk volum. Dersom vedtatt tariff ligger utenfor avkastningsvinduet, forrentes avviket med de aktuelle NIBOR-rentene, og både avvik og rentene inkluderes i beregningsgrunnlaget for neste års tariff.

Når vi benytter denne tilnærmingen for 2023–2024, er nåverdien av den vedtatte tariffinntekten i innenfor omtalte gulv og tak, og derfor justerer vi ikke tariffgrunnlaget i 2026 for mer- eller mindreakkastning. I fastsettelsen av tariff for 2027 foretar vi en tilsvarende beregning av mer-/mindreakkastning for 2025.

For å redusere risikoen for at det skal oppstå mer- eller mindreakkastning fremover, beregner vi som nevnt ovenfor mer- og mindreinntekt fra og med 2026. Når solgt volum, faktiske avskrivninger og bokført verdi, samt avkastningskrav og priser er kjent, benytter vi dette til å beregne vedtatt tariffinntekt og oppdatert tariffgrunnlag. Merk at anslaget for driftskostnadene bare justeres for forskjellen mellom forventet og faktisk utvikling i konsumprisindeksen, ikke med faktiske driftskostnader.



Dersom vedtatt tariffinntekt overstiger oppdatert tariffgrunnlag, er det tale om merinntekt og dersom oppdatert tariffgrunnlag overstiger vedtatt tariffinntekt, er det tale om mindreinntekt. Det beregnes renter på mer- eller mindreinntekt med den aktuelle snittverdien for forventet NIBOR-rente med en løpetid på 3 måneder med et tillegg på 0,3 prosentpoeng. De påløpte rentene legges til/trekkes fra beregningsgrunnlaget når neste års tariff skal vedtas. På grunn av tidsetterslepet, går det to år før endringer kommer inn i kostnadsgrunnlaget. Det vil si at eventuell mer- eller mindreinntekt i 2026 kompenseres for i beregning av tariff for 2028.

Anslaget for NIBOR-renten oppdateres ikke ved beregning av mer- og mindreinntekt for det aktuelle året. Store avvik vil kunne fanges opp i beregning av mer- og mindreakkastning i neste tariffperiode fra 2031.

6.2 Tariff for 2026

Basert på den foreslåtte metoden har RME beregnet tariffen for 2026 til kroner 0,0940 per kWh GCV. Tarifforslaget for 2026 er oppsummert i **Error! Reference source not found..**

Tabell 4 RMEs forslag til tariff for 2026.

Tariffgrunnlag 2026		Kroner
1.Lønnskostnader		12 184 597
2.Drift og vedlikehold		8 411 916
3.Effektivitetskrav		-481 594
4.Sum driftskostnader (1+2+3)		20 114 920
5.Avskrivinger		4 263 020
6.Kapitalbase		82 427 869
7.Tillegg for arbeidskapital		824 279
8.Avkastningsgrunnlag i alt (6+7)		83 252 148
9.Avkastningskrav		8.65 %
10.Avkastning (8*9)		7 277 502
11.Kapitalkostnader i alt (5+10)		11 540 522
12.Mer-/mindreakkastning 2023-2024		0
13.Tariffgrunnlag i alt (4+11+12)		31 655 442
14.Volum, mill. SM3	31.17	
15. Volum, kWh GCV		336 636 000
16. Tariff, kroner/kWh GCV (13/15)		0.0940

7 Har dere spørsmål?

Send e-post til rme@nve.no og tihn@nve.no hvis dere har spørsmål. Husk å oppgi saksnummer i emnefeltet.



Med hilsen

Christian Lund Sørensen

Seniorrådgiver

Godkjent av Tore Langset
Direktør

Godkjent i henhold til RME sine interne rutiner.

Mottakerliste:

MOLGAS NORWAY AS

Kopimottakerliste:

MOLGAS NORWAY AS - Anders Torp Rød
MOLGAS NORWAY AS - Halvar Rommetvedt