



Analyseforudsætninger til Energinet 2026 – Gasproduktion og gasstrømme

Sektornotat (høringsudgave)

Bemærk at høringsversionen af AF26 er baseret på "Ressourceopgørelse og prognose for Nordsøen" fra 2025, mens den endelige version af AF26 vil være opdateret med 2026-prognosen (vil have betydning for enkelte figurer i notatet).

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
01-09-2026

J nr. 2026 - 388

/LIBK

Indholdsfortegnelse

1. Introduktion til gasproduktion og gasstrømme.....	2
2. Udviklingen frem mod 2050	2
3. Metode og antagelser	3
4. Forskelle i forhold til AF25	8

Dette sektornotat er udarbejdet som en del af Analyseforudsætninger til Energinet 2026 (AF26). Der henvises til AF26's sammenfatningsnotater for en overordnet beskrivelse af analyseforudsætningerne, herunder formål, anvendelse og metodiske rammer.

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk



1. Introduktion til gasproduktion og gasstrømme

Gasproduktion og gasstrømme omfatter de dele af det danske gassystem, som vedrører Energinets og Evidas ansvar som operatør af ledningsgassystemet dvs. gas, der transporteres i gastransmissions- og distributionssystemerne (herefter ledningsgas). Gas omfatter både naturgas og VE-gasser¹. Gas anvendt uden for ledningsgasset indgår således ikke i afrapporteringen i AF-gasforløbene (om end disse gasstrømme er inkluderet i de underliggende energisystemsregninger)².

Brændværdi for ledningsført metan i AF

Alle tal for gas er i AF opgjort i øvre brændværdi (på 12,157 kWh/Nm³). Anvendelsen af øvre brændværdi skyldes, at EU's medlemslande i forbindelse med markedsåbningen for gas besluttede at anvende en fælles enhed baseret på øvre brændværdi. Forbrug af gas er siden den fulde markedsåbning i Danmark den 1. januar 2004 blevet opgjort og meddelt markedets gasaktører i kWh på grundlag af gassens øvre brændværdi.

Brændværdien 12,157 benyttes af administrative årsager som standard afregningsbrændværdi, og afspejler ikke den faktiske brændværdi i gassystemet, der varierer ift. gassens oprindelse. Variationen i brændværdien påvirker ikke de forventede energimængder i indeværende notat - kun det afledte Nm³-forbrug.

Energistyrelsen opgør i de fleste andre sammenhænge forbruget af gas ift. nedre brændværdi³ (på 11 kWh/Nm³), hvorfor forbruget i AF ikke kan sammenlignes direkte med forbruget i fx Klimastatus og –fremskrivning (KF).

Politiske målsætninger, ambitioner og regulering

Forløbet for gasproduktion er udformet under hensyntagen til den politiske ambition om, at produktionen af VE-gas til gassystemet netto skal svare til forbruget af gas fra gassystemet fra 2030⁴ (det grønne gaskryds). For at sikre, at AF afspejler den politiske ambition om det grønne gaskryds, vil produktionen af VE-gas beregningsteknisk blive tilpasset ledningsgasforbruget i 2030.

2. Udviklingen frem mod 2050

¹ VE-gas omfatter gasser, der ikke er af fossil oprindelse. Fx e-metan og biometan.

² Dette gælder bl.a. for biogas anvendt direkte i kraftvarme og industri.

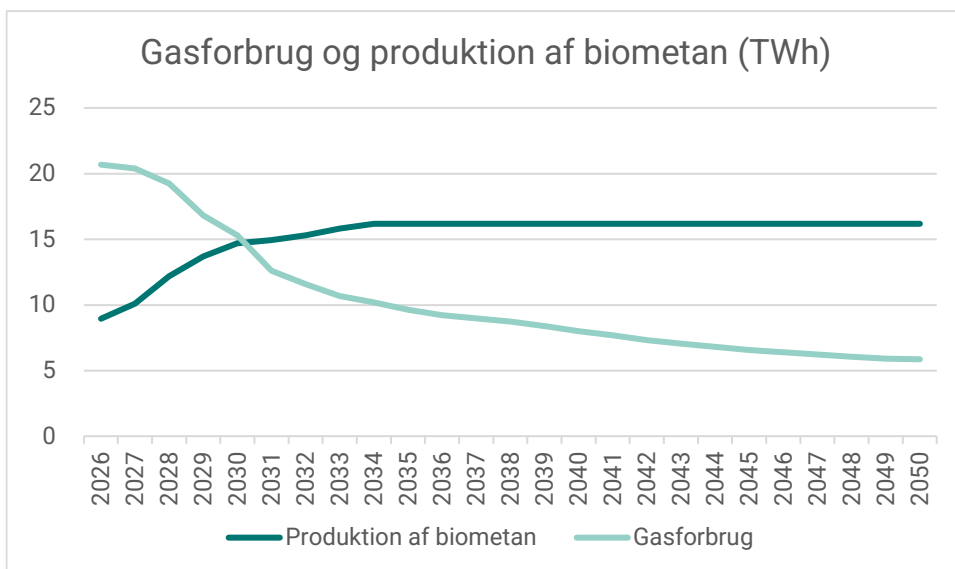
³ Den danske energistatistik følger således Eurostats opgørelse af energibalancen i nedre brændværdi. Afgiftssatser angives også ift. nedre brændværdi (jf. "E.A.4.4.7.2 Beregning af afgiftsgrundlag" i Skatteministeriets juridiske vejledning, <https://info.skat.dk/data.aspx?oid=2061638>)

⁴ Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022 omfatter også et mål om udfasning af gas til rumvarme i danske i husstande fra 2035. Læs evt. herom i sektornotat om "Energiforbrug i husholdninger og erhverv"



Produktionen af naturgas i Nordsøen er steget markant efter, at Tyrafeltet genåbnede i 2025. Nordsøprognosen peger dog fremadrettet på en faldende produktion særligt fra midt i 2030'erne og frem. Biometan-produktionen skønnes omvendt at være stigende i de kommende år, således at den samlede produktion af gas fremadrettet er væsentligt større end gasforbruget i Danmark. Der vil derfor være en betydelig nettoeksport af gas.

Opnåelsen af det grønne gaskryds i overensstemmelse med de politiske mål og ambitioner for sektoren understøttes dels af et generelt faldende gasforbrug og dels ved en udbygning af biometan-produktionen over de kommende år, jf. Figur 1.



Figur 1: Gasforbrug og produktion af biometan (VE-gas).

3. Metode og antagelser

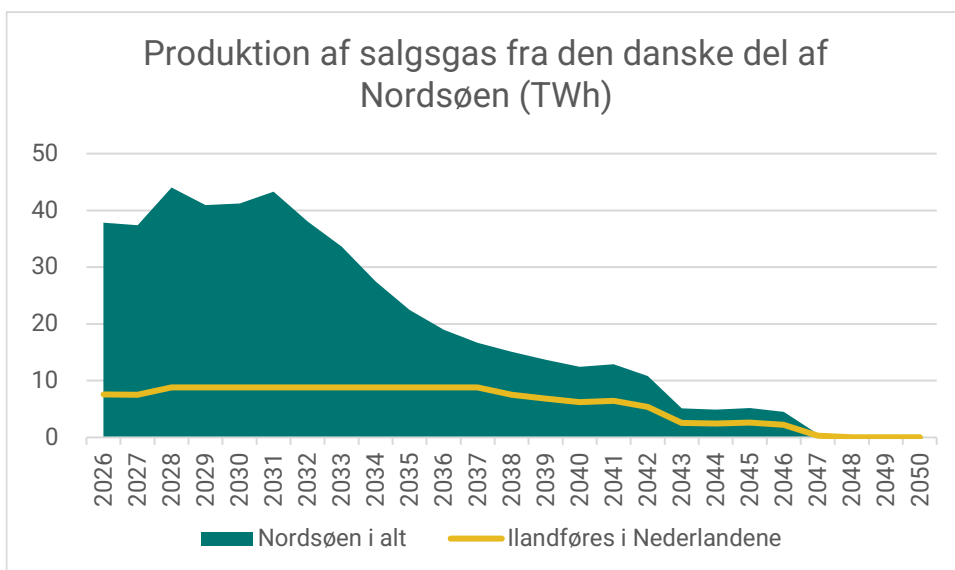
Metode og antagelser omfatter gastilførsel og gasforbrug. Gastilførsel er dels gas fra den danske del af Nordsøen, dels import fra Norge og dels dansk produktion af VE-gasser (biometan). Gasforbrug er dels det danske gasforbrug og dels eksport til Sverige, Polen og Tyskland. Eksporten er for en stor dels vedkommende transit af gas fra Norge til Polen via Baltic Pipe.

Gastilførsel fra den danske del af Nordsøen

Naturgasproduktionen i den danske del af Nordsøen fremskrives med brug af "Nordsøprognosen", der offentliggøres i september hvert år. AF er afgrænset til mængden af gas, der tilføres det danske gasnet. Gas, der ilandføres i Nederlandene via Northern Offshore Gas Transport pipelinen (NOGAT), injiceres tilbage i undergrunden eller anvendes på platformene indgår således ikke. Historisk har omkring 7-9 TWh



været ilandført i Nederlandene. Dette svarer til ca. 20 pct. af produktionen i den danske del af Nordsøen. I AF26 antages det, at mængden, der ilandføres i Nederlandene, fastholdes på knap 9 TWh/år fremadrettet indtil, at det udgør 50 pct. af den samlede produktion i den danske del af Nordsøen. Herefter antages det at udgøre 50 pct. af produktionen jf. Figur 2. Antagelsen er baseret på et betydeligt gasoverskud i Danmark, hvor gasforbruget falder og biometanproduktionen øges. Derfor antages det, at der fastholdes en betydelig eksport via Nederlandene.



Figur 2: Produktion af salgsgas fra den danske del af Nordsøen (fra Nordsøprognosen) og Energistyrelsens antagelser om andel heraf, der ilandføres i Nederlandene.

Transit til Polen (norsk gas)

Gas, der eksporteres til Polen gennem Danmark, antages at udgøre den mængde, der er kontrakt på i Baltic Pipe på lang sigt. Den samlede kapacitet er 10 mia. Nm³/år, hvoraf 80 pct. er solgt for en periode frem til 2037, mens de resterende 20 pct. af kapaciteten bliver solgt på kortere kontrakter, og dermed potentielt også kan afsættes i Danmark.⁵ Det faktiske flow igennem Danmark afhænger derfor af forskellene i gaspriser og tariffer i Danmark, Tyskland, Polen og fra de norske og danske gasfelter. På baggrund af den solgte kapacitet anslås gasflowet at udgøre ca. 7,5 mia. Nm³/år (svarende til ca. 87 TWh)⁶. Dette niveau af gasflow til Polen via Baltic Pipe antages beregningsteknisk i AF26 at fortsætte i hele perioden frem til 2050, om end de nuværende kontrakter iht. EU-reguleringen på området er indgået for en 15-årig periode, der udløber i 2037.

⁵ Det følger af EU-regulering (NC CAM), at lange kontrakter max. må indgås for en 15-årig periode, og at der max. må indgås lange kontrakter for 80 pct. af den samlede kapacitet.

⁶ Omregnet under antagelse af et energiindhold på 11,6 kWh/Nm³ (specifik brændværdi for norsk gas)

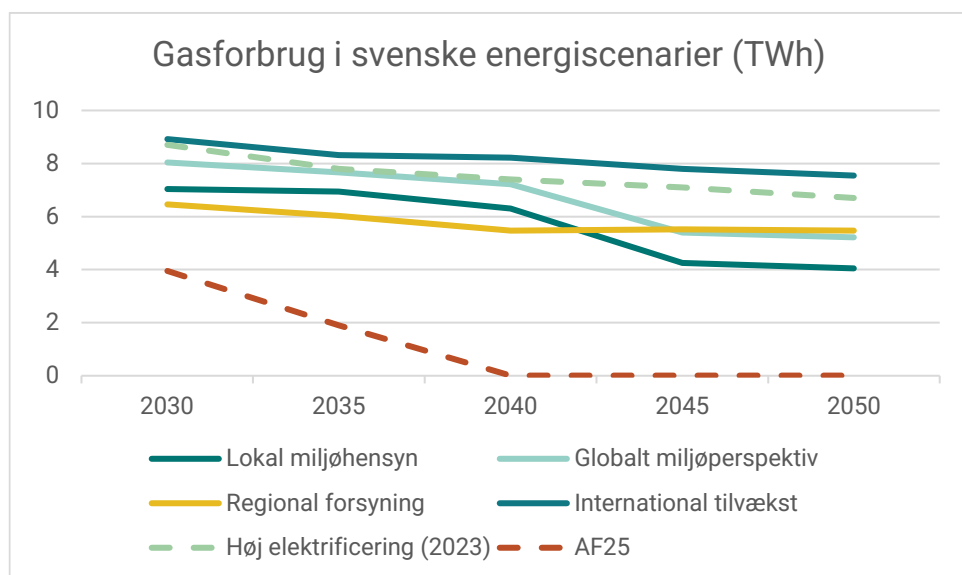


Hovedparten af gasleverancerne til Polen via Baltic Pipe antages at komme fra Norge. Undtagelsen er den mængde naturgas, der leveres fra den danske del af Nordsøen til Polen via Baltic Pipe, som følge af den indgåede aftale mellem Ørsted og PGNIG om leverance af 70 TWh i perioden 1. januar 2023 til 1. oktober 2028.

Transit til Sverige

Sverige har historisk set kun haft egen gasproduktion i et begrænset omfang, hvilket fortsat er tilfældet. Derfor har prognoser af det svenske gasforbrug typisk kunnet sidestilles med en prognose for import af gas til Sverige via det danske gassystem. Sveriges gasnet er relativt begrænset og placeret i den sydlige del af Sverige med forbindelse til det danske gasnet. Det er også i denne del af Sverige, at gasforbruget primært finder sted.

Den svenske *Energimyndigheten* udarbejder ikke umiddelbart centrale fremskrivningsforløb men i stedet scenarier. De senest udgivne scenarier er fra 2025, hvor gasforbruget er illustreret i Figur 3 sammenstillet med scenariet *høgre elektrificering* (fra 2023), som dannede grundlag for AF25. I AF25 blev der endvidere antaget en hurtig og fuld afkobling af eksport af gas til Sverige.

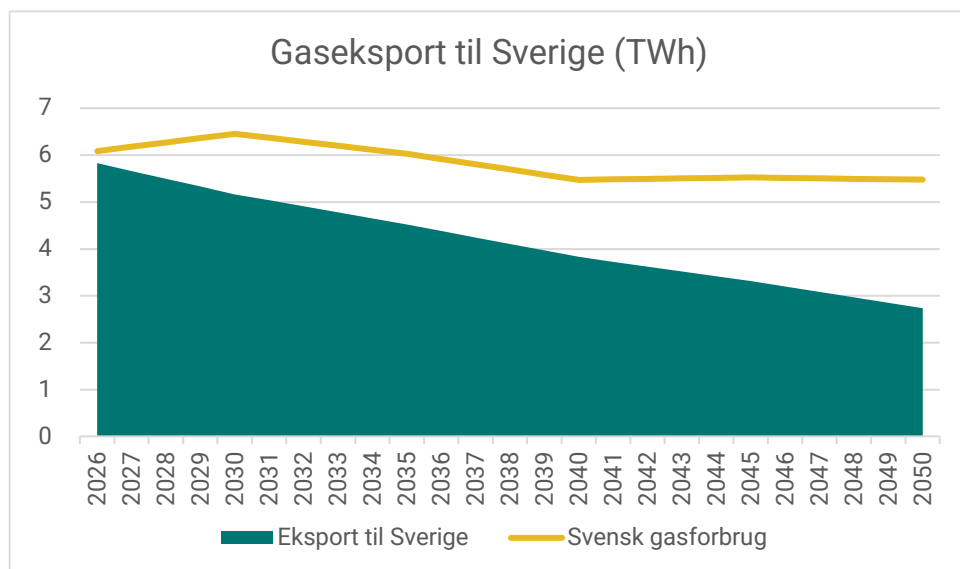


Figur 3: Energimyndighetens 4 energiscenarier fra 2025 sammenholdt med scenariet *høgre elektrificering* fra 2023 og AF25 gaseksport til Sverige.

I AF26 er der taget afsæt i scenariet "Regional Forsyning", hvor en betydelig del af gasforbruget antages at komme fra Danmark, som det er tilfældet i dag. Det er samtidig antaget, at den danske eksport til Sverige reduceres mere gradvist over perioden baseret på, at en stigende andel af det svenske gasforbrug vil blive dækket af



egenproduktion af biometan samt import af LNG (med skib). Med dette afsæt fremgår eksport/transit til Sverige af Figur 4.



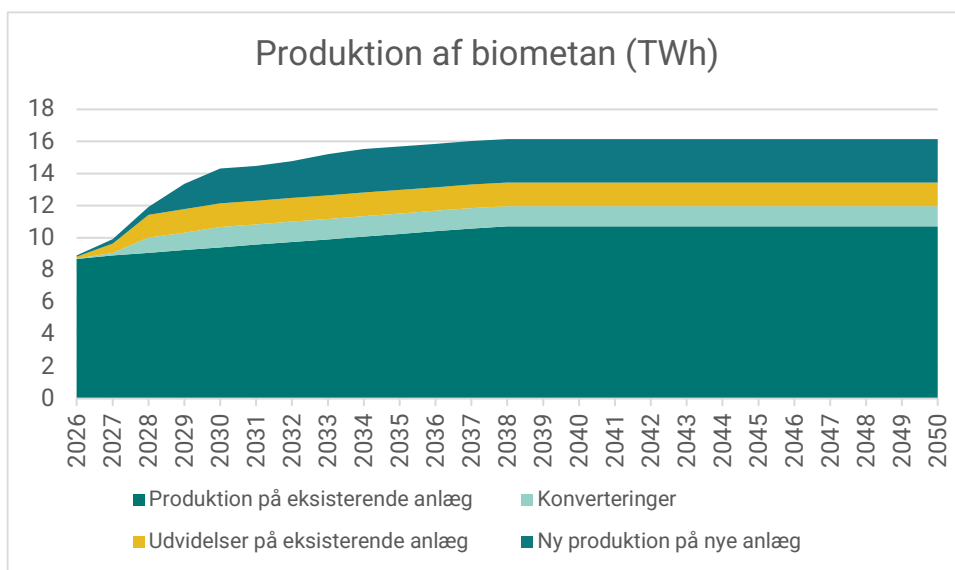
Figur 4: Gasforbrug i Sverige jf. Energimyndighetens "Regional Forsyning" scenarie og den antagede eksport af dansk gas til Sverige.

VE-gasser

Produktionen af biometan på eksisterende anlæg samt mulige konverteringer fremskrives i udgangspunktet som i klimastatus og -fremskrivning. Dog er tidspunktet for, hvornår kapacitetsudnyttelsen topper blevet fremrykket, således at produktionen på eksisterende anlæg er lidt højere end i KF26. Fremskrivning af ny understøttet produktion er baseret på en pipelinetilgang, hvor der tages hensyn til modenhed og sandsynlighed for ny understøttet produktion, herunder udvidelse af kapaciteten på eksisterende anlæg.

Biometanpipelinen består af en liste over forskellige biogasanlæg, der er i en given planlægningsfase om tilslutning til Evidas gasdistributionssystem. Anlæggene omfatter konverteringer, udvidelser og mulige nye anlæg. Dertil benyttes en rentabilitetsanalyse til at vurdere tidspunktet for fuld udnyttelse af årnormerne, samt hvorvidt anlæggene vurderes at fortsætte produktionen efter støtteudløb. Denne vurdering anvendes også som kvalificering af, hvorvidt og hvornår pipeline antages at komme i spil.

Efter 2038 fremskrives produktionen af biometan fladt, da der bl.a. herefter ikke er en kendt pipeline for nye anlæg mv. Eksisterende og ny produktion fremgår af Figur 5.



Figur 5: Biometanproduktion ved brug af pipeline.

Da gasforbruget skønnes at være faldende og med antagelse om, at hele det danske gasforbrug netto kan dækkes af VE-gasser fra og med 2030, vil der være en øget eksport af VE-gasser efter 2030. Der er allerede en stigende efterspørgsel efter oprindelsesgarantier for biometan⁷. Den stigende efterspørgsel kommer bl.a. fra rederier, når de skal opfylde EU's krav i FuelEU Maritime-forordningen. Det er tilladt for rederierne at benytte oprindelsesgarantier til dokumentation for VE-gas, såfremt dette modsvarer en tilsvarende mængde forbrugt gas. Der er allerede konstateret en stigning i priserne på især støttede oprindelsesgarantier fra midten af 2025, som følge af øget efterspørgsel.

Residual

Efter at Tyrafeltet er gået i produktion igen, er der en stor tilførsel af gas til det danske gasnet ift. forbrug og kontraktbunden eksport. Derfor er der et stort volumen, der skal balanceres. Det blev i AF25 håndteret ved at allokere det som eksport til Tyskland. Den eksisterende infrastruktur sætter dog begrænsninger for, hvor meget gas, der fysisk kan transporteres til Tyskland, som bliver begrænset, hvis der især på tysk side skal reserveres et rør til brint. Da perioden med overproduktion er kort vil det ikke være relevant at udvide kapaciteten (på begge sider af grænsen). Residualtilgangen er valgt, da det ikke giver mening at allokere en større mængde gas som eksport til Tyskland – end det er muligt at transportere gennem gasnettet.

I AF26 er der dels sket en opjustering af eksport til Sverige og dels antages en øget mængde gas ilandført i Nederlandene. Dette ændrer dog ikke ved, at der er en stor

⁷ Oprindelsesgarantier er elektroniske dokumenter, der udstedes for vedvarende gas tilført det kollektive gasnet, så gassen kan sælges fra producent til forbruger. Oprindelsesgarantierne dokumenterer den grønne værdi af gassen. Oprindelsesgarantier kan handles på tværs af landegrænser.



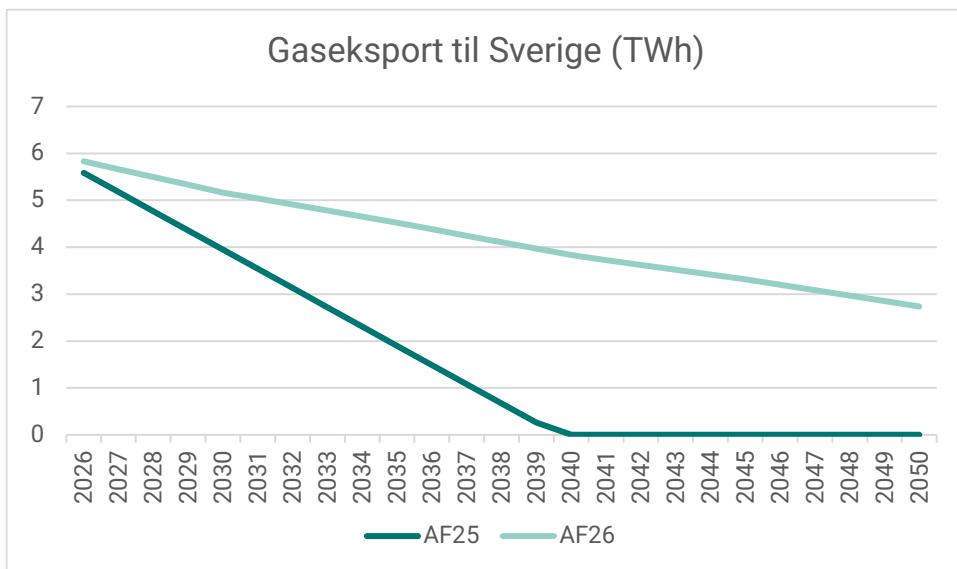
mængde gas fra Nordsøen, der ikke er afsat til et specifikt forbrug. Det antages fortsat, at en stor del heraf allokeres som eksport til Tyskland. Den resterende del fastholdes som residual, med mulighed for følgende anvendelser:

1. Øget anvendelse af eksport via Nederlandene, som vil reducere presset på dansk gasinfrastruktur.
2. Anvendelse af Baltic Pipe – den del, der ikke er bundet af langtidskontrakter. Det vil sige øget eksport til Polen.
3. Nye forbrug, kunne fx være til produktion af LNG mhp. eksport med skib. Dette vil fortsat blive injiceret i det danske gasnet – medmindre en LNG-produktion kan etableres tæt på ilandføring.

4. Forskelle i forhold til AF25

I forhold til AF25 er der foretaget en række mindre ændringer i den metodiske tilgang (ud over en generel opdatering af produktion og forbrug). Ændringerne er især at finde i gasstrømmene gennem Danmark.

Eksporten til Sverige er justeret opad ift. AF25, jf. Figur 6. Dette fordi der ikke er noget, der tyder på, at man fra svensk side vil udfase gasimport fra Danmark, da alternativerne enten er en stor øget produktion af biometan eller import med skib.

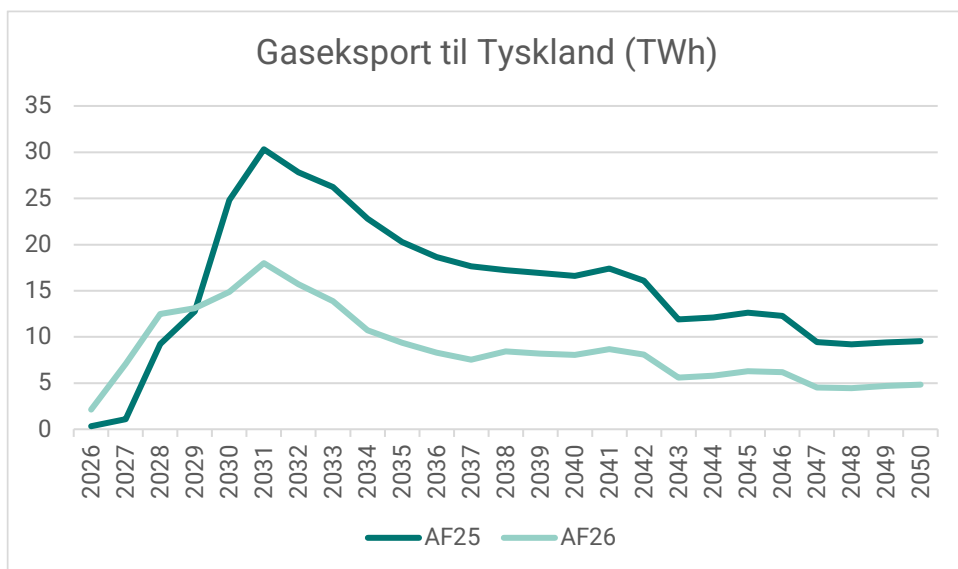


Figur 6: Eksport af gas til Sverige i AF26 sammenholdt med AF25.

Eksporten af gas til Tyskland er blevet justeret ned med henvisning til kapacitetsudfordringer i forhold til eksport til Tyskland (særligt på den tyske side af grænsen), jf. Figur 7. Niveaueet er dels reduceret ved øget udnyttelse af andre muligheder (gas til



Nederlandene og Sverige) og dels ved indførelse af en residual mængde gas, som ikke er allokeret til et specifikt formål jf. afsnit 3.



Figur 7: Eksport af gas til Sverige i AF26 sammenholdt med AF25.