



Analyseforudsætninger til Energinet 2022 – Ledningsgas og gasstrømme

Baggrundsnotat

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
5. januar 2023

J nr. 2022 – 13659

/NJSK

Indholdsfortegnelse

Udvikling frem mod 2050.....	2
Metode og antagelser	4
Produktionsprognose	5
Internationale gasstrømme	8
Usikkerhed.....	11
Ændringer ift. AF21	13

Bemærk, at alle tal for gas er opgjort ift. øvre brændværdi. Det 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.

Energistyrelsen opgør i de fleste andre sammenhænge forbruget af gas ift. nedre brændværdi, hvorfor forbruget i AF ikke kan sammenlignes direkte med forbruget i eksempelvis Energistyrelsens Klimastatus og -fremskrivning.

Bemærk desuden, at AF alene beskæftiger sig med ledningsgas. Gas anvendt uden for gasnettet indgår således ikke i prognoserne. Dette gælder bl.a. for biogas anvendt direkte i kraftvarme og industri.

Endelig skal det bemærkes, at der ikke tages højde for den aktuelle udvikling i Ukraine og de afledte effekter heraf på energimarkeder m.m. i AF22.

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

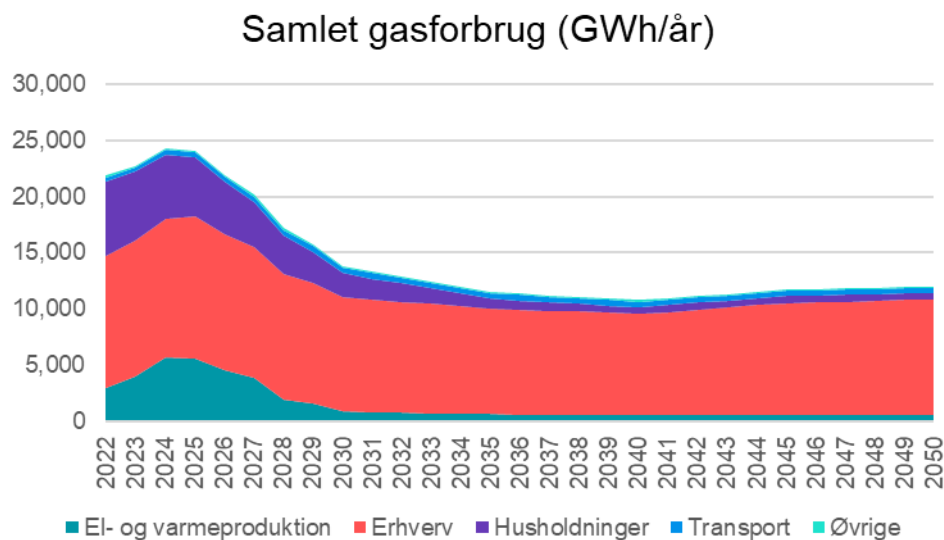
www.ens.dk



Udvikling frem mod 2050

Analyseforudsætninger til Energinet 2022 (AF22) om ledningsgas og gasstrømme indeholder forudsætninger om den forventede udvikling for de dele af det danske gassystem, som vedrører Energinets arbejde som Transmissionssystem Operatør. Forudsætningerne er afgrænset til at omfatte gas, der transporteres i gastransmissions- og distributionssystemerne (ledningsgas), som omfatter en blanding af naturgas (metan) og grønne gasser. I dag udgøres den grønne gas af opgraderet biogas, som er rensat for CO₂ (biometan), men det vurderes sandsynligt, at andre grønne gasser med tiden vil blive tilført gassystemet, herunder metaniseret CO₂ (e-metan).

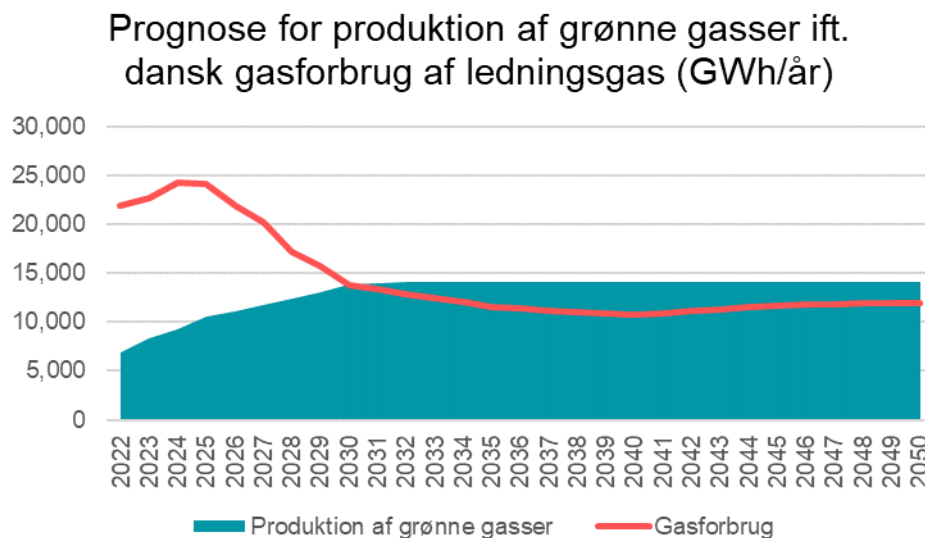
I perioden 2022-2050 anslås det samlede danske forbrug af ledningsgas reduceret fra ca. 22 til 12 TWh per år, jf. Figur 1, hvilket svarer til en reduktion på ca. 45 pct. Dette er et udtryk for en antagelse om en accelereret udfasning af gas i det danske energisystem på baggrund af vedtagelsen af politiske målsætninger, eksempelvis i *Klimaaftale om grøn strøm og varme* af 25. juni 2022.



Figur 1: Samlet gasforbrug; fordelt på sektor (GWh/år).

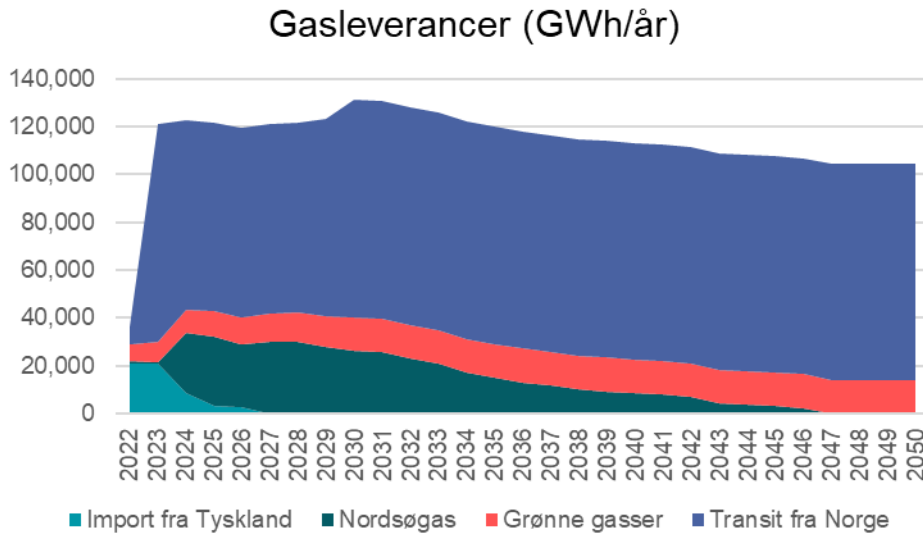
De væsentligste bevæggrunde bag forbrugsudviklingen består i et forventet fald i husholdninger og erhvervslivet gasforbrug frem mod 2030, primært på grund af mindre forbrug til rumvarme. Denne tendens modvirkes dog af et stigende forbrug til el- og fjernvarmeproduktion i midt-2020'erne, som følge af de forudsatte brændsels- og kvotepriser, der bevirker, at gas bliver et attraktivt brændsel på anlæg uden for kvotesektoren. Fra 2040-2050 forventes en svag stigning i erhvervets forbrug af gas til højtemperaturprocesser. Dette skyldes udfasningen af andre fossile brændsler. Forudsætningerne for den forventede udvikling i gasforbruget beskrives nærmere i baggrundnotatet *Forbrug i husholdninger og erhverv*.

Sideløbende med et lavere forbrug vurderes det, at der frem mod 2030 kan tilføres betydeligt større mængder grønne gasser til gassystemet, så hele det danske gasforbrug principielt kan dækkes af grønne gasser fra 2030, jf. Figur 2. Der er dog usikkerhed forbundet med den forventede markedsudvikling. Det bemærkes, at en del af de grønne gasser vil kunne finde direkte anvendelse til andre formål uden om gassystemet, fx flydende biogas (LBG) mhp. eksport, hvilket alt andet lige vil reducere mængden af grønne gasser i gassystemet. Denne mulighed undersøges dog ikke nærmere i regi af Analyseforudsætninger, der alene beskæftiger sig med ledningsgas. I stedet lægges en forudsætning til grund om, at de grønne gasser føres på gassystemet med henblik på at sikre, at gassystemet kan håndtere en sådan situation.



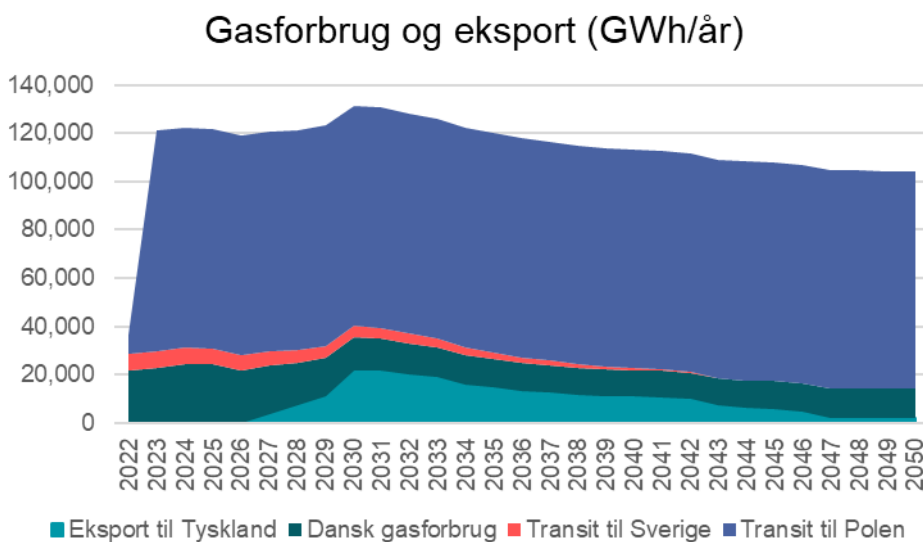
Figur 2: Gasforbrug ift. grøn gasproduktion (GWh/år).

Tilførslen af gas til det danske system udgøres af naturgasproduktion fra den danske del af Nordsøen, som ilandføres til Danmark, dansk produktionen af grønne gasser, som tilføres gassystemet, tilgang af gas fra Norge med henblik på transit til Polen samt eventuel import fra Tyskland. De forventede leverancer til det danske gassystem fremgår af Figur 3.



Figur 3: Gasleverancer til det danske gassystem (GWh/år).

Gassen i det danske system aftages enten til forbrug i Danmark (ekskl. lager) eller eksporteres til Sverige, Tyskland eller Polen. Med den anslåede fordeling af de fremtidige gasstrømme i transmissionsnettet kan det danske forsyningsbillede illustreres som i Figur 4.



Figur 4: Gasforbrug og eksport (GWh/år).

Metode og antagelser

I det følgende gennemgås de anvendte metoder og antagelser bag fremskrivningerne af Danmarks produktion af gas samt bevægelser via transmissionssystemets internationale forbindelser. Der henvises til



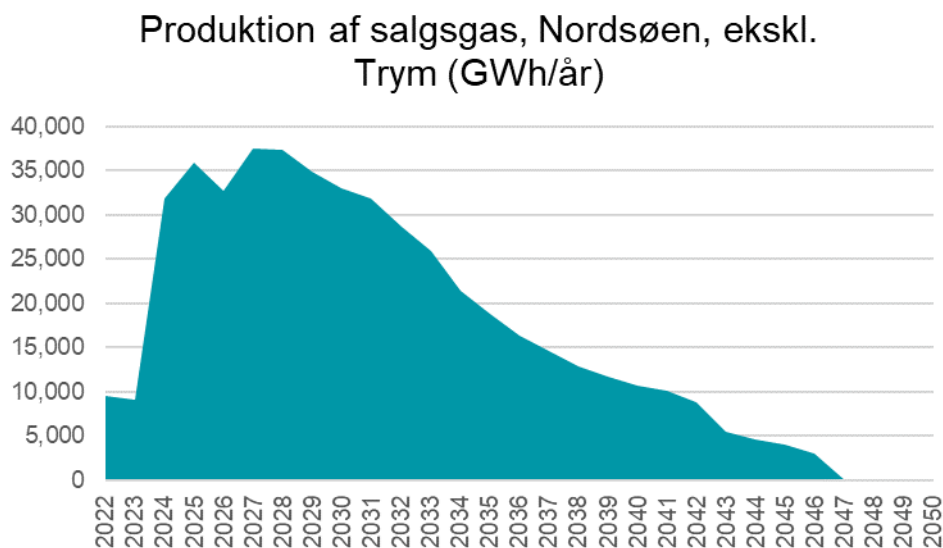
baggrundsnotaterne for Forbrug i husholdninger og erhverv samt Termisk kapacitet m.m. for en gennemgang af metoderne bag fremskrivningen af det forventede gasforbrug.

Produktionsprognose

Ledningsgas består hovedsageligt af naturgas, biometan og andre grønne gasser, såsom e-metan. I det følgende gennemgås den anvendte metode og antagelserne bag produktionsfremskrivningen af hhv. naturgas og grønne gasser.

Nordsøproduktion og fordeling

Den forventede produktion af naturgas fra den danske del af Nordsøen anslås på baggrund af Energistyrelsens *Ressourceopgørelse og prognose 2022*. Da AF afgrænses til mængden af ledningsgas, der forventes transporteret via transmissionsnettet, anvendes den forventede produktion af salgsgas, dvs. mængden af naturgas, der afsættes fra den danske del af Nordsøen. Andelen af Nordsøproduktionen, der anvendes til egetforbrug på nordsøplatformene, flares eller injiceres tilbage i undergrunden indgår således ikke i opgørelsen. Den forventede produktion af salgsgas fra Nordsøen fremgår af Figur 5.



Figur 5: Produktion af salgsgas fra Nordsøen; ekskl. Trym-feltet (GWh/år).

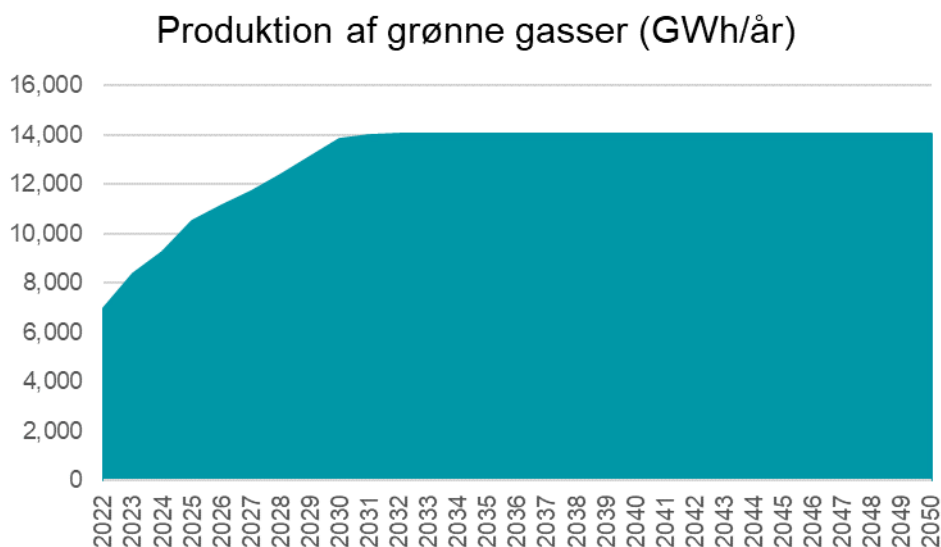
Nordsøproduktionen kan flyde til hhv. Holland eller Danmark (via Nybro). Fordelingen af nordsøgas imellem Danmark og Holland afhænger af flere parametre, for eksempel markedsforhold såsom gaspriser og fleksibilitetsmuligheder, entry- og exit-tariffer i de to lande, og tekniske forhold på platformene. Det antages under betydelig usikkerhed, at ca. 80 pct. af Nordsøproduktionen vil tilføres Danmark efter Tyra-feltets genåbning i vinteren 2023/2024.

For årene 2022-2023 antages det, at ca. 6 pct. af Nordsøproduktionen vil tilføres Danmark, baseret på den faktiske fordeling i 2020.

Prognosen for salgsgas angiver de mængder, som Energistyrelsen forventer, at det er teknisk muligt at producere. Den faktiske produktion vil imidlertid afhænge af salget på grundlag af de nuværende og fremtidige gassalgskontrakter.

Produktion af grønne gasser

Produktionen af grønne gasser anslås under hensyn til målsætningen i *Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022*, om at Danmark senest i 2030 vil være 100 pct. forsynet med grøn gas. Produktionen af grønne gasser fremgår af Figur 6 og består af en kombination af produktionskapacitet etableret under nuværende og kommende støtteordninger¹, samt muligheder for konvertering af biogas fra kraftvarmeproduktion til opgradering, øget brug af metanisering, samt mulig ny kapacitet til produktion af biometan. Det skal understreges, at der i disse analyseforudsætninger antages en betydelig produktion af biometan, som ikke nødvendigvis vil etableres under nuværende støtteordninger.



Figur 6: Produktion af grønne gasser (GWh/år).

Udviklingen i produktionen af biogas er som udgangspunkt direkte relateret til mulighederne for statsstøtte. Selvom den støttede biogas forventes at udgøre størstedelen af den producerede biogas frem til 2030, ses der samtidig et voksende marked for ikke-støttet biogas, særligt på transportområdet, som drives af salget af oprindelsesgarantier. Siden 2020 er der forekommet produktion af ikke-støttet biogas, dvs. biogas, der er produceret uden statsstøtte. Der er i dag kun et fåtal af

¹ Jf. Klimaaftale for energi, industri, mv. 2020



biogasanlæg, der frasiger sig støtten, men det er muligt, at andelen af ustøttet biogas kan stige i de kommende år.

I første omgang forventes det, at den ikke-støttede biogasproduktion vil være inden for årsnormerne, dvs. i stedet for en del af den støtteberettigede biogasproduktion. Dette skyldes, at stort set samtlige biogasanlæg i dag har fået tilsagn om statsstøtte til hele deres produktionskapacitet. De enkelte anlæg vil skulle udvides, før der forventes at kunne produceres yderligere. Frem mod 2030 forudsættes en yderligere produktion af biometan, som ikke nødvendigvis understøttes af de nuværende ordninger.

Støtten til biogasproduktionen til de enkelte biogasanlæg begynder at ophøre fra 2032 og frem til 2042. Den ikke-støttede biogasproduktion vil herefter kunne overtage produktionen under forudsætning af, at der fortsat er et økonomisk incitament til at producere. Derfor ses der i AF ikke et fald i produktionen efter støtteordningernes ophør. Udviklingen i markedet for produktion af ikke-støttet biogas afhænger af flere faktorer, der på nuværende tidspunkt understøtter et voksende marked for ikke-støttet biogas, herunder prisen på CO₂-kvoter, prisen på oprindelsesgarantier uden statsstøtte, gasprisen, råvareprisen på biomasseinput, samt regler for anvendelsen af oprindelsesgarantierne.

Fremskrivningen tager således udgangspunkt i den biogasmængde, der forventes produceret med statsstøtte, og hvor den ikke-støttede produktion forventes at overtage, når støtteordningerne gradvist udløber. Der er desuden antaget en udnyttelsesgrad på 90 pct. af årsnormen, hvilket er en tentativ vurdering, da der endnu ikke er tilstrækkeligt med data til at vurdere den faktiske udnyttelse af de enkelte anlægs årsnormer.

Den nuværende høje gaspris kombineret med muligheden for at konvertere støttetilsagn forventes at påvirke produktionen af biogas, særligt fsva. den biogasproduktion, der i dag anvendes til kraftvarme. Biogas, der i dag anvendes til kraftvarme, udgør ca. 2.400 GWh. Det er muligt, en stor del af disse anlæg vil konvertere til opgradering frem mod 2032, hvor støtteordningerne begynder at udløbe.

Produktionskapaciteten, som forventes etableret under de nuværende støtteordninger, de kommende støtteudbud, konvertering fra kraftvarme til opgradering og produktion af e-metan udgør samlet set ca. 11.940 GWh i 2030. Set i forhold til det forventede forbrug af ledningsgas udestår en manko på ca. 1.880 GWh, såfremt målsætningen om 100 pct. forsyning af grøn gas skal indfries. Mankoen dækkes ved lineær indfasning af den nødvendige kapacitet fra 2023-2030. I henhold til de ovenstående faktorer, som understøtter udviklingen af et ustøttet marked, antages det, at dette residual muligvis kan dækkes af støttefri biogasprojekter, enten i form af udvidelser af eksisterende biogasanlæg eller ved

etablering af nye biogasanlæg. Der kan dog også være tale om øget brug af metanisering eller andre tiltag, som øger produktionen af grønne gasser.

Internationale gasstrømme

Til AF22 er der udarbejdet et muligt bud på de fremtidige gasstrømme til og fra det danske gasnet via systemets internationale forbindelser, som sikrer den fysiske balance i nettet på årsbasis. I tilgift til de grønne gasser og det danske gasforbrug, indgår følgende elementer i denne opgørelse:

- Transit til Sverige
- Transit til Polen via Baltic Pipe
- Nettoeksport til Tyskland

I det følgende gennemgås de forventede gasstrømme i disse forbindelser, og der redegøres for de anvendte metoder og antagelser, som anvendes til at anslås de forventede bevægelser i systemet.

Transit til Sverige

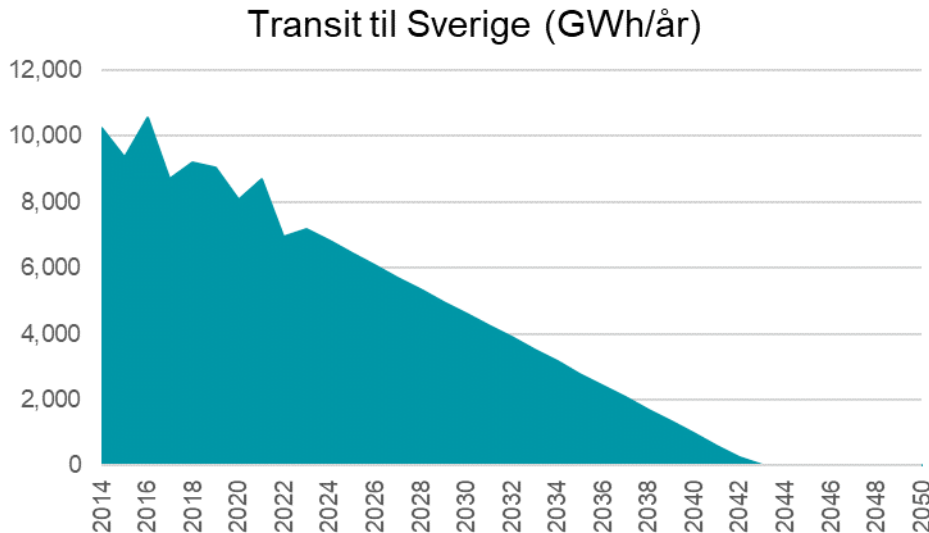
Sverige har historisk set kun haft egen gasproduktion i et meget begrænset omfang. Derfor har prognoser af det svenske gasforbrug typisk kunnet sidestilles med en prognose af behovet for transport af gas til Sverige via den danske gasinfrastruktur.

På baggrund af *Energimyndighetens* langsigtede prognoser for det svenske energisystem, forventes gasforbruget i Sverige af stagnere i perioden 2020-2050². Energistyrelsen var i dialog med de svenske myndigheder ifm. udarbejdelsen af AF21, som oplyste, at der bag disse tal lå en forventning om et faldende gasforbrug i de fleste sektorer, som opvejes af et forventeligt øget forbrug af LNG i svensk industri. Da der ikke er udgivet nye, langsigtede prognoser for det svenske energisystem i den mellemliggende periode, antages det, at disse forventninger stadig er gældende, hvorfor den danske transit af ledningsgas til Sverige forventes reduceret over perioden.

Transitten af gas til Sverige fremskrives ved lineær ekstrapolering af Energinets data om kommercielle gasflows til Sverige for perioden 2014-2022³. Data er opgjort på dagsbasis og aggregeret til årlige mængder, med henblik på at minimere outliers indflydelse på tendenslinjen.

² Scenarier över Sveriges energisystem 2020, *Energimyndigheten*, 2021.

³ Data dækker eksport af gas i kWh på dagsbasis i perioden 01/01/2014 til 20/08/2022.



Figur 7: Transit til Sverige (GWh/år).

Det bemærkes, at lineær ekstrapolering ikke kan tage højde for sæsonmæssige udsving eller forudsige ændringer i tendenslinjen. For eksempel indførte Sverige nye afgifter i 2019, som gør, at man bør være varsom med at fremskrive pba. historiske værdier, da rammevilkårene for svensk gasforbrug har ændret sig. Fremskrivningen er derfor forbundet med betydelig usikkerhed.

Transit til Polen

Transit til Polen foregår via rørledningen Baltic Pipe, som blev delvist idriftsat i oktober 2022 og antages i fremskrivningen fuldt idriftsat fra januar 2023⁴. Baltic Pipe forbinder Norge og Polen via Danmark ved at etablere en gastransmissionsledning fra den norske gasrørledning Europipe II i Nordsøen til Danmark, udbygge det danske transmissionssystem og etablere en transmissionsledning i Østersøen mellem Danmark og Polen.

Den allerede bookedede kapacitet i Baltic Pipe dækker ikke dansk eller svensk forbrug⁵ men sendes videre til Polen. Den samlede kapacitet af Baltic Pipe er 10 mia. Nm³/år. Af denne kapacitet er ca. 80 pct. på forhånd solgt for en 15-årig periode, mens de resterende 20 pct. af kapaciteten vil blive udbudt på markedet, og dermed potentielt også kan afsættes i Danmark. Det faktiske flow igennem Danmark vil derfor afhænge af forskelle på gaspriserne i Danmark, Tyskland og Polen. På baggrund af en sandsynlighedsvægtet vurdering anslås gasflowet at

⁴ Baltic Pipe blev fuldt idriftsat den 30. november 2022. Afvigelsen imellem fremskrivningen og den realiserede idriftsættelse vurderes ikke at have betydning for anvendeligheden af AF22, som har til formål at danne grundlag for Energinets langsigtede planlægning.

⁵ Det bemærkes, at den norske forbindelse kan anvendes til fleksibilitet i det danske gasnet. Afhængigt af markedsforholdene kan det være mere eller mindre attraktivt at importere gas fra hhv. Tyskland eller Norge til at korrigere for ubalancer.



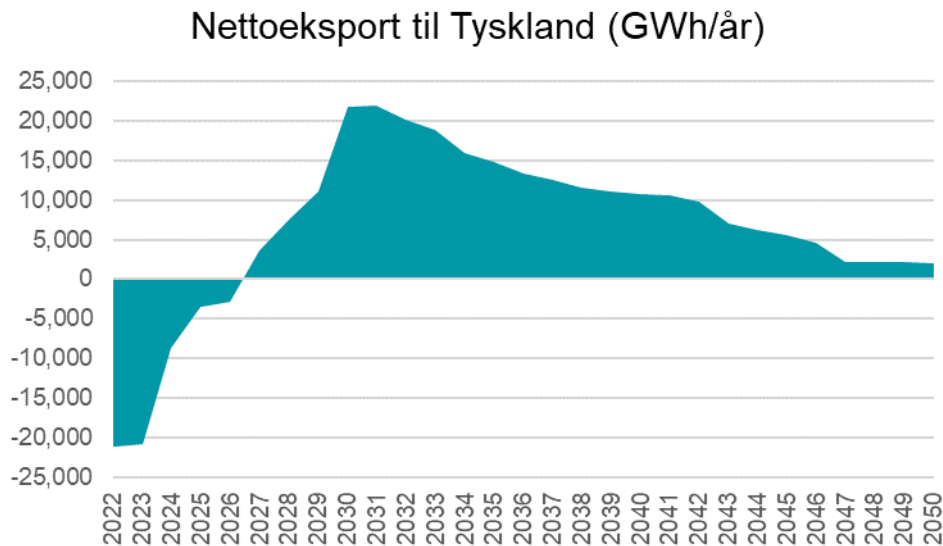
udgøre ca. 7,5 mia. Nm³/år (svarende til godt 91 TWh), når anlægget er i fuld drift fra 2023.

Hovedparten af gasleverancerne til Polen via Baltic Pipe antages at komme fra Norge. Undtagelsen er den mængde naturgas, der forventes leveret 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 over perioden 1. januar 2023 til 1. oktober 2028. Grundet forsinkelsen af Tyra-feltets genåbning, som umuliggør gasleverancer i løbet af 2023, antages de aftalte leverancer udskudt i et år og fordelt ligeligt over månederne fra januar 2024 til og med september 2029.

Nettoeksport til Tyskland

Gastallene til AF22 udarbejdes på en sådan måde, at den fysiske balance i nettet sikres på årsbasis. Det betyder, at udviklingen i de enkelte parametre vil være stærkt indbyrdes afhængige. Hvis leverancen af gas (naturgas fra Nordsøen, Norge samt grøn gas) til det danske transmissionssystem overstiger forbruget i Danmark og den forventede transit til Sverige og Polen, vil der forventes nettoeksport til Tyskland, og omvendt vil der være nettoimport fra Tyskland, hvis forbruget overstiger den gasmængde, der kommer ind i det danske gastransmissionsnet fra Nordsøen og de grønne gasser.

Med den anvendte metode justeres nettoeksporten til Tyskland, således at balancen i nettet sikres på årsbasis. Dermed vil antagelserne om, hvor meget gas der bevæger sig over den dansk-tyske grænse, være stærkt knyttet til de øvrige forudsætninger, herunder i særlig grad til den forudsatte fordeling af gasmængderne fra Nordsøen til hhv. Danmark og Holland. Tallene for gas til og fra Tyskland skal ses i dette lys. Endvidere er der også betydelig usikkerhed om fordelingen mellem import fra og eksport til Tyskland. De to tilsammen genererer nettoeksporten, som er den, der får de øvrige tal til at balancere. Det er dog usikkert, hvor store faktiske gasflows, der indeholdes i nettoeksporten.



Figur 8: Nettoeksport til Tyskland (GWh/år).

Det bemærkes, at den anvendte metode viser årgennemsnit. Dvs. at den akkumulerede import/eksport kan være højere på givne tidspunkter i løbet af året, som følge af sæsonbetonede og daglige udsving. Det bemærkes også, at der ikke indgår lagerbevægelser i beregningerne. Det er således forudsat, at bevægelser ud og ind af gaslagrene i Danmark balancerer over det enkelte år.

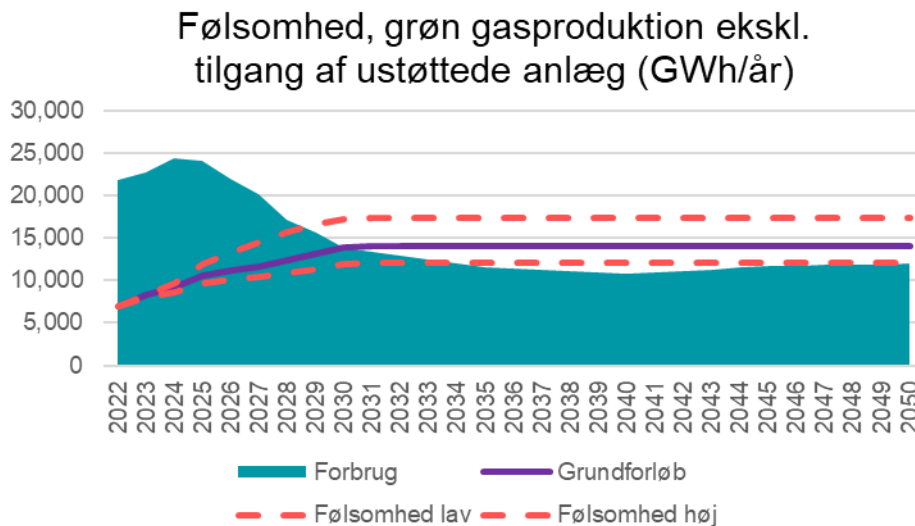
Usikkerhed

Der er betydelig usikkerhed forbundet med alle gasforudsætningerne. Energistyrelsen anbefaler på baggrund heraf, at Energinet supplerer AF22 med følsomhedsanalyser i de konkrete anvendelser af tallene.

Bud på parametervariationer for gasforbruget for de enkelte forbrugssegmenter findes i baggrundsnotaterne *Transport, Forbrug i husholdninger og erhverv* samt *Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.*

Et af de væsentligste usikkerhedsmomenter for dette baggrundsnotats genstandsområde er mængden af grønne gasser, som tilføres gassystemet i form af biometan. Det er derfor relevant at belyse, hvordan tilgangen af grønne gasser til gassystemet kan påvirkes, såfremt markedet for ustøttet biometan ikke udvikler sig som forudsat. Af Figur 9 fremgår to forløb udover grundforløbet. I det ene forløb antages en begrænset produktion af ustøttet biometan ud over den eksisterende kapacitet. I det andet følsomhedsforløb tages der udgangspunkt i henvendelser til distributionsselskabet Evida mhp. tilslutning af nye anlæg, konverteringer og udvidelser af eksisterende anlæg. Hvis dette forløb bliver til virkelighed må forventes en markant ustøttet produktion, eller nye støttemuligheder, som endnu ikke er vedtaget. Det bemærkes, at de to forløb angiver alternative mulige

udviklinger, men ikke ekstreme forløb. For eksempel er det også muligt, at der kan forekomme aftagende produktion af grønne gasser efter støtteordningernes udløb, hvis ikke markedet udvikler sig på en måde, som gør det attraktivt at fortsætte udstøttet produktion, som beskrevet i afsnittet Produktion af grønne gasser.



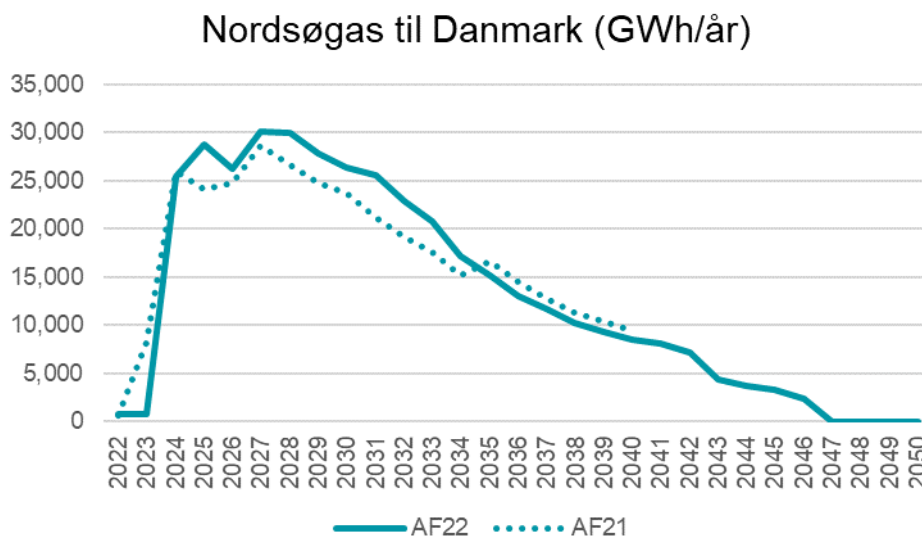
Figur 9: Følsomhed over produktion af grønne gasser (GWh/år).

For de øvrige forudsætninger foreslås der her ikke specifikke parametervariationer, da det vurderes, at det vil afhænge af de konkrete anvendelser, hvilke variationer der er mest relevante. Det understreges dog, at forudsætningerne i AF22 er forbundet med betydelig usikkerhed, især hvad angår bevægelserne af gas over landegrænser. Energinet anbefales derfor at supplere AF22 med følsomhedsanalyser med andre fordelingsnøgler i de konkrete anvendelser af tallene.

Ændringer ift. AF21

Sammenholdt med AF21, er der foretaget få justeringer i fremskrivningens metode og underliggende antagelser. Fordelingen af Nordsøproduktionen, som tilføres det danske gassystem, er opjusteret en smule og fremskrivningsmetoden for grønne gasser er ændret. Øvrige afvigelser fra AF21 skyldes ændrede forudsætninger for gasforbrug og termisk kapacitet, ændringer i de tværgående, underliggende antagelser for AF, såsom brændsels- og kvotepriser, eller ændringer i det anvendte datagrundlag, for eksempel udviklingen i de historiske, kommercielle gasstrømme til Sverige.

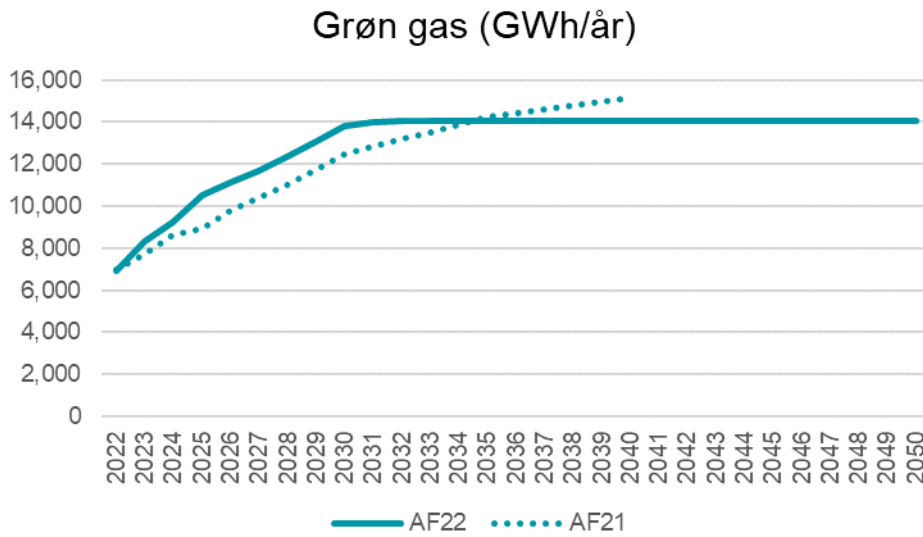
Den grundlæggende metode for fordeling af salgsgas fra Nordsøen er den samme som anvendt til AF21. Dog er fordelingen ændret fra 75/25 til 80/20 i Danmarks favør. Dette medfører, at en lidt større mængde gas fra den danske del af Nordsøen forventes at flyde igennem det danske gassystem, jf. Figur 10.



Figur 10: Fordeling af nordsøgas til Danmark; AF22 ift. AF21 (GWh/år).

Fremskrivningen af grønne gasser er ændret siden AF21, således at den nu baseres på en forventning om, at støttede biogasanlæg vil fortsætte deres produktion efter støtteperiodens ophør, samt antagelser om indfasningen af et marked for e-metan og ustøttet biometan, jf. afsnittet *Produktion af grønne gasser*. Til AF21 blev det forudsat, at produktionen af grønne gasser ville følge den forventede udvikling fra *Klimastatus og –fremskrivning 2021* indtil 2030, hvorefter produktionen ville stige med en procentsats, som gradvist reduceredes frem imod 2040.

Ændringen bevirker, at der forventes en hurtigere indfasning af grønne gasser frem mod 2030, hvorefter produktionen udligner sig på et højere niveau end forventet til AF21, jf. Figur 11.



Figur 11: Produktion af grønne gasser; AF22 ift. AF21 (GWh/år).