



## Analyseforudsætninger til Energinet 2023 – Ledningsgas og gasstrømme

Baggrundsnotat

**Kontor/afdeling**  
Systemanalyse og  
Innovation

**Dato**  
13. oktober 2023

**J nr.** 2023 – 2106

MNI, EMRM, EDBST, MATJ  
/ MIS, JGK

### Indhold

Samlet udvikling frem mod 2050 .....	2
Metode, antagelser og delprognoser .....	3
Definitioner .....	3
Princip for fremskrivninger .....	4
Forbrugsprognose .....	4
Produktionsprognose .....	6
Internationale gasstrømme .....	9
Usikkerhed .....	12
Usikkerhed i forbruget af ledningsgas .....	12
Usikkerhed i produktionen af VE-gas .....	13
Usikkerhed på øvrige forudsætninger .....	14
Ændringer i forhold til AF22 .....	14

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 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 bio-gas anvendt direkte i kraftvarme og industri.

#### Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43  
1577 København V

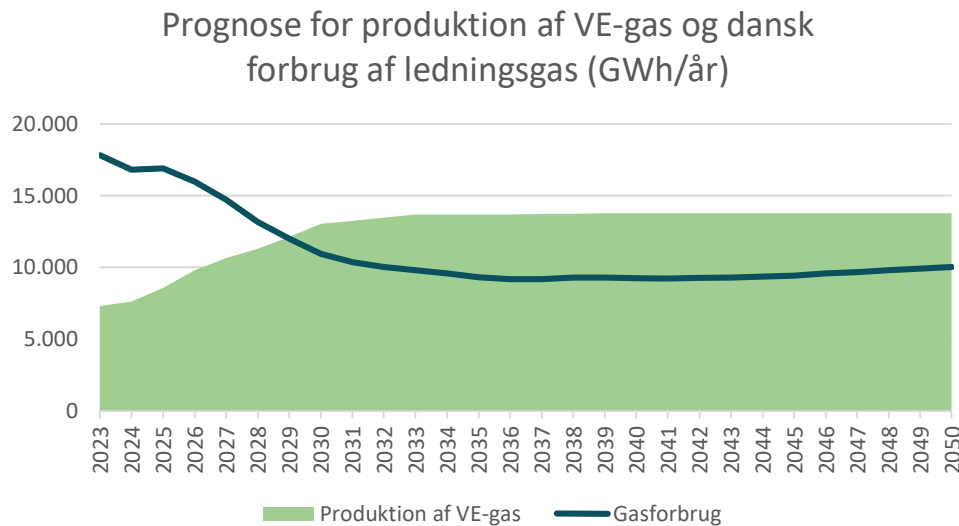
T: +45 3392 6700  
E: ens@ens.dk

www.ens.dk

## Samlet udvikling frem mod 2050

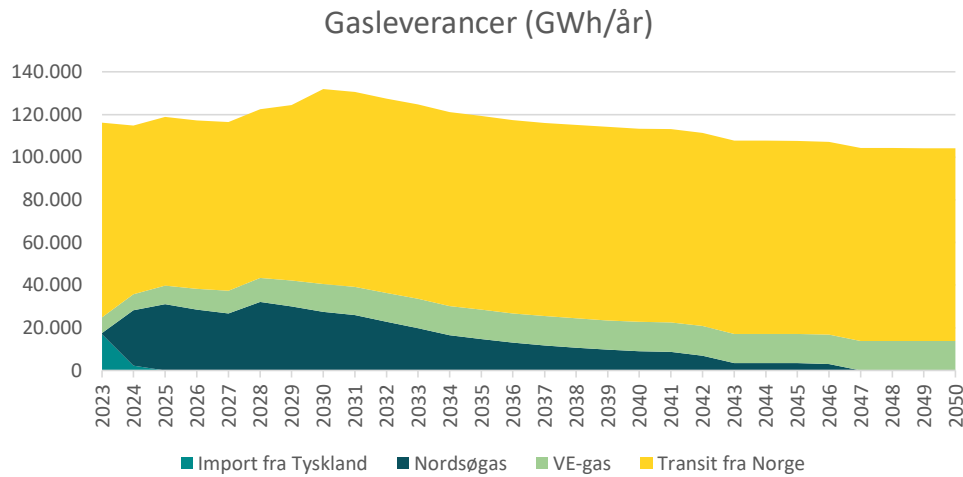
Analyseforudsætninger til Energinet 2023 (AF23) om ledningsgas og gasstrømme indeholder forudsætninger om den forventede udvikling for de dele af det danske gassystem, som vedrører Energinets arbejde som Transmissionssystem Operatør. Forudsætningerne er afgrænset til at omfatte gas, der transporteres i gastransmissions- og distributionssystemerne (ledningsgas), som omfatter en blanding af naturgas og VE-gas.

I perioden 2023 til 2050 skønnes det samlede danske forbrug af ledningsgas i AF23 at blive reduceret fra ca. 18 til ca. 10 TWh per år, mens produktionen af VE-gas, der tilføres ledningsnettet, anslås at stige fra ca. 7 til ca. 14 TWh per år, jf. Figur 1.



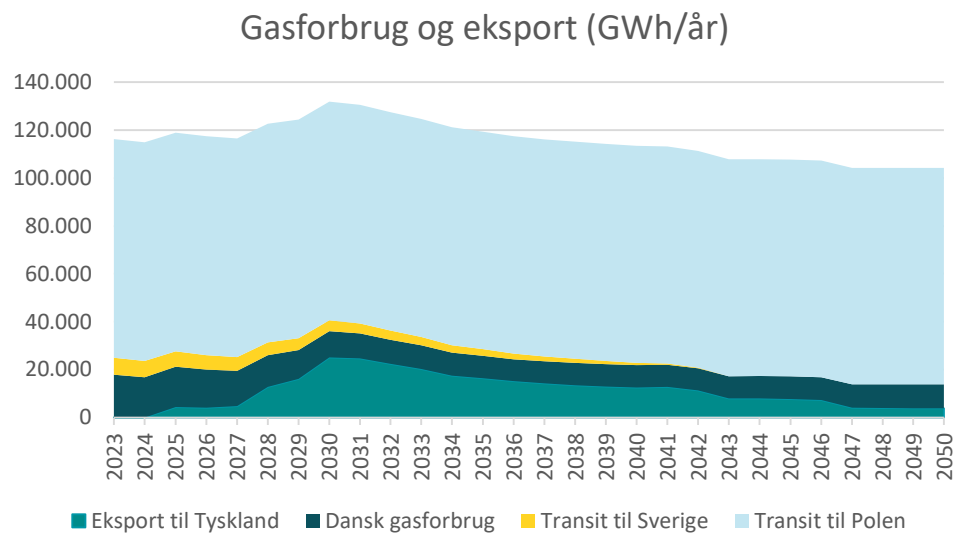
Figur 1: Gasforbrug og produktion af VE-gas (GWh/år).

Tilførslen af gas til det danske system udgøres af naturgasproduktion fra den danske del af Nordsøen, som ilandføres til Danmark, dansk produktion af VE-gas, 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 2.



Figur 2: 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 3.



Figur 3: Gasforbrug og eksport (GWh/år).

## Metode, antagelser og delprognoser

### Definitioner

I notatet benyttes en række termer for gas. De defineres således:



- **Naturgas:** Gas, der forekommer naturligt i undergrunden (bl.a. den danske Nordsø) og indvindes til energiformål.
- **Biogas:** Defineres her som gas, der dannes ved biologisk nedbrydning af biologisk materiale under iltfrie forhold.
- **Biometan:** Biogas, der er rensset for CO<sub>2</sub>.
- **E-metan:** Metan, som produceres af brint og CO<sub>2</sub>. Vil være en VE-gas hvis den anvendte brint er produceret ud fra VE-el.
- **VE-gas:** Samlebetegnelse for gasser af ikke-fossil oprindelse. Kan bl.a. omfatte biometan, e-metan og brint, forudsat, at der er anvendt VE-el til produktionen.
- **Ledningsgas:** Gas, der transporteres i det danske naturgasnet. Gassen kan indeholde naturgas og VE-gas.

## Princip for fremskrivninger

Analyseforudsætningerne baseres generelt på de målsætninger, der fremgår af politiske aftaler. For ledningsgas er især følgende målsætninger relevante:

- Ambition om, at der ikke skal anvendes gas til rumvarme i danske huse fra 2035
- Ambition om, at Danmark senest i 2030 vil være 100 pct. forsynet med grøn gas<sup>1</sup>
- Produktionen af støttet biogas skal begrænses, såfremt den indenlandske produktion af støttet biogas overstiger forbruget
- Fjernvarmeselskaberne skal inden udgangen af 2023 fremlægge en plan for udfasning af ledningsgas på deres egne rent varmeproducerende anlæg (gaskedler)

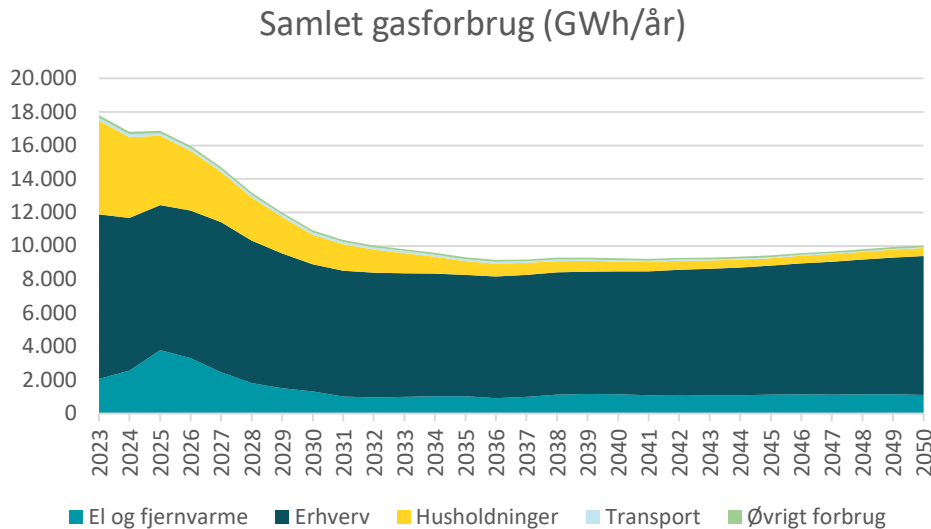
De nævnte målsætninger fremgår af "Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022", af 25. juni 2022.

## Forbrugsprognose

Forbruget af ledningsgas omfatter forbrug til el og fjernvarme, erhverv, husholdninger og transport og øvrigt forbrug (bygas og forbrug til drift af gassystemet). Figur 4 viser prognosen for forbrug af ledningsgas for disse sektorer frem til 2050.

---

<sup>1</sup> Betegnelsen "grøn gas" er anvendt i aftaleteksten. Det er her synonymt med VE-gas.



Figur 4: Gasforbrug fordelt på anvendelser (GWh/år). Bemærk, at forbruget til transport og øvrigt forbrug er vanskeligt at se på figuren, da der er tale om meget små tal.

### El- og fjernvarmeproduktion

Forudsætningerne for fremskrivning af forbruget til el- og fjernvarmeproduktion fremgår af baggrundsnotatet *Termisk kapacitet m.m.* Stigningen i forbrug frem til 2025 skyldes primært en forbedret konkurrencesituation for decentrale kraftvarme- og fjernvarmeproducerende enheder, som ikke er omfattet af CO<sub>2</sub>-kvoteordningen. Herefter forventes gasforbruget at falde som følge af, at der gennemføres tiltag til at reducere gasforbruget på rent varmeproducerende anlæg, jf. den politiske målsætning herom.

### Husholdninger og erhverv

Det faldende gasforbrug til erhverv skyldes især, at lavtemperaturprocesser forventes omlagt til brug af varmepumper. I forbruget til erhverv indgår ca. 2 TWh til store forbrugere, der aftager ledningsgas fra omkring 2024.

Forbruget af gas i husholdninger falder markant, fordi det lægges til grund, at husholdningerne skifter opvarmningsform til fjernvarme eller individuelle varmepumper. På trods af den politiske ambition om, at der ikke skal anvendes gas til rumvarme i danske husstande fra 2035, er der her indregnet et mindre gasforbrug på ca. 1,5 TWh i 2035, faldende til ca. 0,7 TWh i 2050. Hermed tages der højde for, at gasudfasningen kan risikere at blive forsinket eller at det kan vise sig uforholdsmæssigt dyrt at få udfaset den sidste del af gasforbruget.

Forudsætningerne for den forventede udvikling i gasforbruget i husholdninger og erhverv beskrives nærmere i baggrundsnotatet *Forbrug i husholdninger og erhverv*.



### Transport

Der forventes ikke en større udbredelse af transportmidler, der anvender ledningsgas, og forbruget af ledningsgas til transport er derfor ganske beskedent.

### Øvrigt forbrug

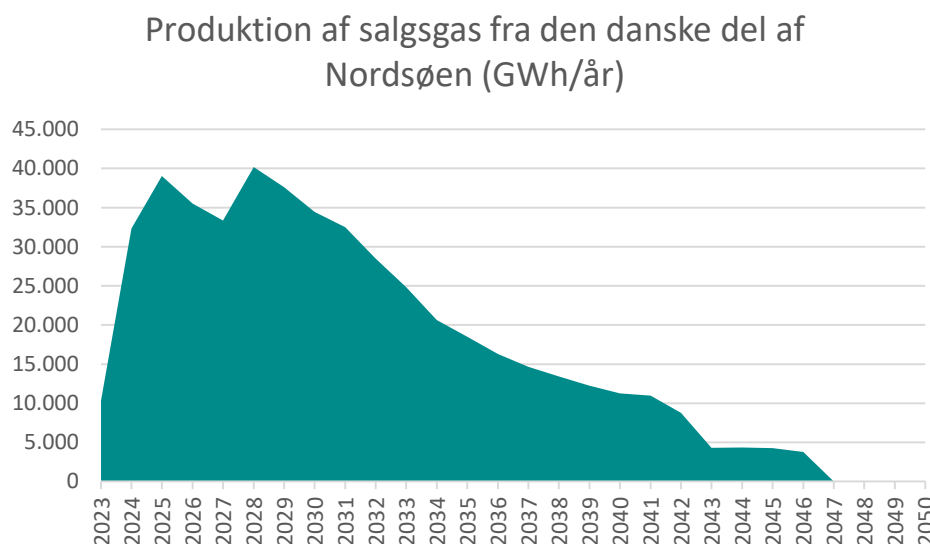
Denne kategori dækker et beskedent forbrug til produktion af bygas samt drift af gassystemet.

### Produktionsprognose

Den danske ledningsgas består af naturgas og VE-gas. Den VE-gas, der indgår i fremskrivningen, vil hovedsageligt bestå af biometan og e-metan, men det kan ikke udelukkes, at der vil være en mindre mængde brint i gassen, fx brintslip fra e-metan eller en iblanding af brint, hvis EU får gennemført en generel tilladelse til brintiblanding. I det følgende gennemgås den anvendte metode og antagelserne bag produktionsfremskrivningen af hhv. naturgas og VE-gas.

### Nordsøproduktion og fordeling

Den forventede produktion af naturgas fra den danske del af Nordsøen anslås på baggrund af Energistyrelsens *Ressourceopgørelse og prognose 2023*. 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 den danske Nordsø (GWh/år), baseret på det forventede forløb, som er en prognose for indvinding fra felter og fund med eksisterende teknologi, fra Energistyrelsens produktionsprognose 2023.



Ressourceopgørelsen er i høj grad baseret på de såkaldte tekniske ressourcer før risikovejning. Det vil sige, at tidspunktet for ophør af produktionen ikke generelt er bestemt af driftsøkonomiske kriterier, men ved udløb af eksisterende eneretstilladelser til at indvinde olie og gas i de respektive felter. For nogle af disse tilladelser vil der stadigvæk være betragtelige ressourcer tilstede efter deres nuværende udløbstidspunkt.

Nordsøproduktionen af gas 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. Som baggrund for beregningerne er det antaget, at 80 pct. af Nordsøproduktionen tilføres Danmark efter Tyra-feltets genåbning i vinteren 2023/2024.

For 2023 antages det, at ca. 6 pct. af den danske Nordsøproduktion tilføres Danmark, baseret på den faktiske fordeling i 2020.

### Produktion af VE-gas

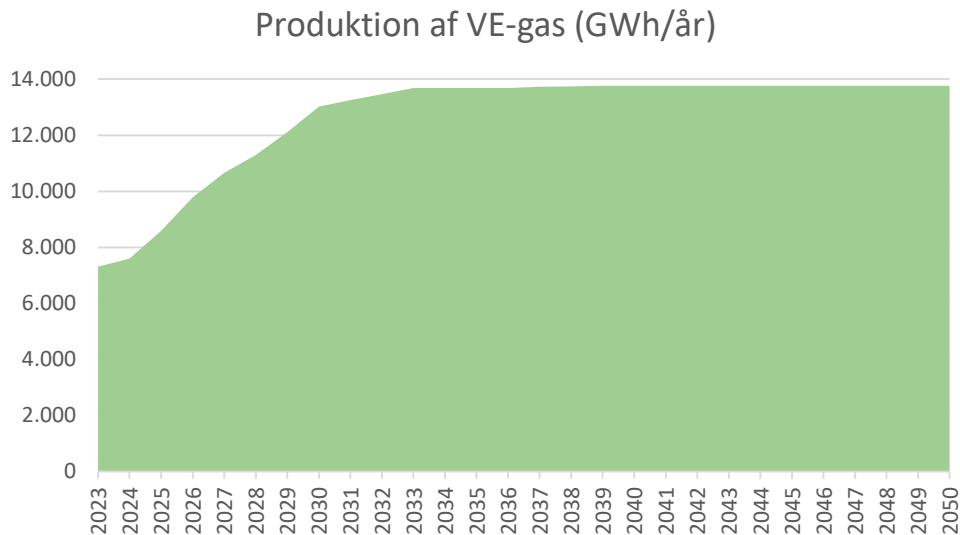
Den forventede produktion af VE-gas fremgår af Figur 6. Produktionen består af en kombination af produktion fra anlæg etableret under nuværende støtteordning til opgradering af biogas, produktion fra udvidelser af eksisterende eller nye anlæg, der etableres som følge af udbud<sup>2</sup> samt forventet produktion fra anlæg, der konverterer fra kraftvarmeproduktion til opgradering. Det er endvidere lagt til grund, at alle støttede biogasanlæg vil opretholde deres produktion efter udløb af støtten. Hvorvidt anlæggene fortsætter produktionen efter endt støtteperiode er behæftet med betydelig usikkerhed.

Produktionen fra anlæggene forventes at stige til ca. 14.000 GWh om året fra og med 2033, og med den forventede udvikling i gasforbruget vil hele forbruget blive dækket af VE-gas fra og med 2029. Det betyder, at den politiske ambition om 100 pct. forsyning med VE-gas senest i 2030 skønnes at blive opfyldt med de eksisterende og besluttede støtteordninger.

Det er antaget, at udnyttelsesgraden af årsnormen under den eksisterende støtteordning frem mod 2030 stiger lineært fra de nuværende ca. 70 pct. til 90 pct., hvilket er en tentativ vurdering, da der kun er sparsom data til at vurdere den faktiske udnyttelse af de enkelte anlægs årsnormer.

---

<sup>2</sup> Jf. Klimaaf tale for energi, industri, mv. 2020



Figur 6: Produktion af VE-gas (GWh/år).

For at kunne deltage i de kommende udbud er det nødvendigt at opnå en forhåndsgodkendelse hos Evida. Der er pt. adskillige anlæg, der har henvendt sig, og de vil ikke alle kunne opnå støtte via udbud. Det er den umiddelbare vurdering, at anlæg ikke som udgangspunkt vil blive etableret uden støtte og producere til gassystemet, og de indgår derfor ikke i grundforløbet. Den potentielle yderligere produktion fra disse anlæg er inkluderet i følsomhedsberegningerne.

Biogas, der i dag anvendes til kraftvarme, udgør ca. 2.400 GWh. Det er muligt, at en stor del af disse anlæg vil konvertere til opgradering frem mod 2032, hvor støtteordningerne begynder at udløbe. Anlæggene forventes at konvertere fra 2026, hvor udfordringen med biogaslommer forventes at være løst med opførelsen af tilbageførselsanlæg.

Støtten til opgradering af biogas udløber gradvis fra og med 2032. Den ikke-støttede produktion af biometan vil herefter kunne overtage produktionen under forudsætning af, at der fortsat er et økonomisk incitament til at producere. Økonomien i produktion af ikke-støttet biometan afhænger af flere faktorer, herunder prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter, prisen på oprindelsesgarantier uden statsstøtte, gasprisen, råvareprisen på biomasseinput, samt regler for anvendelsen af oprindelsesgarantierne.

Fremskrivningen tager således udgangspunkt i den biometanmængde, der forventes produceret med statsstøtte, og hvor det er lagt til grund, at produktionen fortsætter, også efter udløb af de nuværende støtteordninger. Det vurderes umiddelbart sandsynligt, at anlæggene vil kunne fortsætte produktionen på markedsvilkår, bl.a. begrundet i en markedsdrevet efterspørgsel efter VE-gas.





Det kan ikke udelukkes, at nogle biogasværker vil overgå til at fremstille flydende gas<sup>3</sup> på værkerne og transportere den med lastbiler med henblik på at sælge den til transportformål. Dette vil potentielt kunne reducere mængden af VE-gas i nettet.

Der forventes at blive produceret e-metan til gasnettet i fremtiden, men omfanget er meget usikkert, og der er derfor ikke her lavet en separat fremskrivning af produktionen af e-metan. Afhængigt af forholdet mellem CO<sub>2</sub> og metan i den rå biogas, vil det enkelte anlæg med metanisering teknisk set kunne producere 50-60 pct. mere metan for den samme biomasse.

Produktionsomkostningerne for e-metan vil være meget afhængige af prisen på brint. Andre faktorer som prisen på ledningsgas og den konkurrerende værdi af at lagre CO<sub>2</sub> vil også kunne påvirke i hvor høj grad danske anlæg begynder at metanisere.

Metanisering vil potentielt kunne øge mængden af VE-gas i nettet, i det omfang e-metan kan konkurrere på markedet uden støtte. Metanisering vil derimod ikke i sig selv kunne øge mængden af støttet VE-gas nævneværdigt. Det skyldes, at e-metan ikke kan støttes efter den eksisterende støtteordning, og at VE-gas, der støttes som led i udbud, er begrænset af udbuddets størrelse, uanset om der produceres e-metan eller anden VE-gas.

## Internationale gasstrømme

Til AF23 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 anslå 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.

---

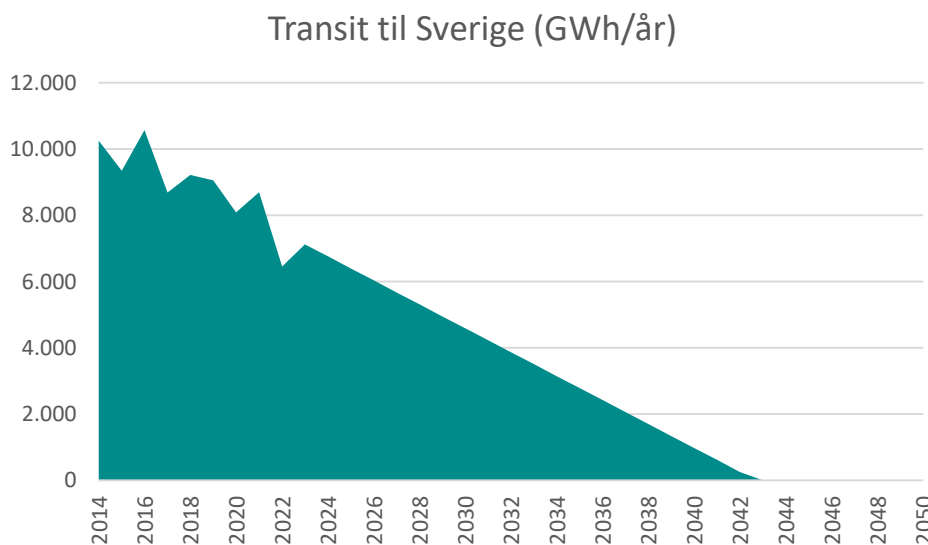
<sup>3</sup> Gassen gøres flydende ved tryksætning.



På baggrund af *Energimyndighetens* langsigtede prognoser for det svenske energisystem, forventes gasforbruget i Sverige at falde i perioden 2020-2050<sup>4</sup>. Transitten af gas til Sverige vurderes på baggrund af scenariet *høgre elektrificering*. Dette scenarie danner baggrund idet det flugter med den forventede udvikling i AF23, med en høj grad af elektrificering.

På baggrund af dette scenarie og den historiske udvikling i transitmængder til Sverige forventes det, at den danske transit af ledningsgas til Sverige reduceres over perioden. Transitten til Sverige forventes at falde hurtigere end faldet i det totale forbrug af gas i Sverige. Dette skyldes, at transit af gas til Sverige kun kan dække forbrug i den sydvestlige del af landet, som er forbundet til det danske gassystem. Transitten til dette område falder hurtigere end forbruget, idet det forventes, at en stigende mængde af forbruget vil dækkes af egenproduktion.

Transitten af gas til Sverige fremskrives ved lineær ekstrapolering af Energinets data om kommercielle gasflows til Sverige for perioden 2014-2023<sup>5</sup>. Data er opgjort på dagsbasis og aggregeret til årlige mængder, med henblik på at minimere outlieres indflydelse på tendenslinjen.



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 på baggrund af historiske værdier, da rammevilkårene for svensk gasforbrug har ændret sig. Fremskrivningen er derfor forbundet med betydelig usikkerhed.

<sup>4</sup> Scenarier över Sveriges energisystem 2023, *Energimyndigheten*, 2023.

<sup>5</sup> Data dækker eksport af gas i kWh på dagsbasis i perioden 01/01/2014 til 20/08/2022.



### Transit til Polen

Transit til Polen foregår via rørledningen Baltic Pipe. Baltic Pipe forbinder Norge og Polen via Danmark gennem en gastransmissionsledning fra den norske gasrørledning Europipe II i Nordsøen til Danmark.

Den allerede bookede kapacitet i Baltic Pipe dækker primært polsk forbrug<sup>6</sup>. Den samlede kapacitet af Baltic Pipe er 10 mia. Nm<sup>3</sup>/år. Af denne kapacitet er ca. 80 pct. solgt for en 15-årig periode, mens de resterende 20 pct. af kapaciteten bliver solgt på kortere kontrakter, og dermed potentielt også kan afsættes i Danmark. Det faktiske flow igennem Danmark afhænger derfor af forskelle på gaspriserne i Danmark, Tyskland, Polen og fra de norske gasfelter. På baggrund af den solgte kapacitet anslås gasflowet at udgøre ca. 7,5 mia. Nm<sup>3</sup>/år (svarende til godt 91 TWh<sup>7</sup>).

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.

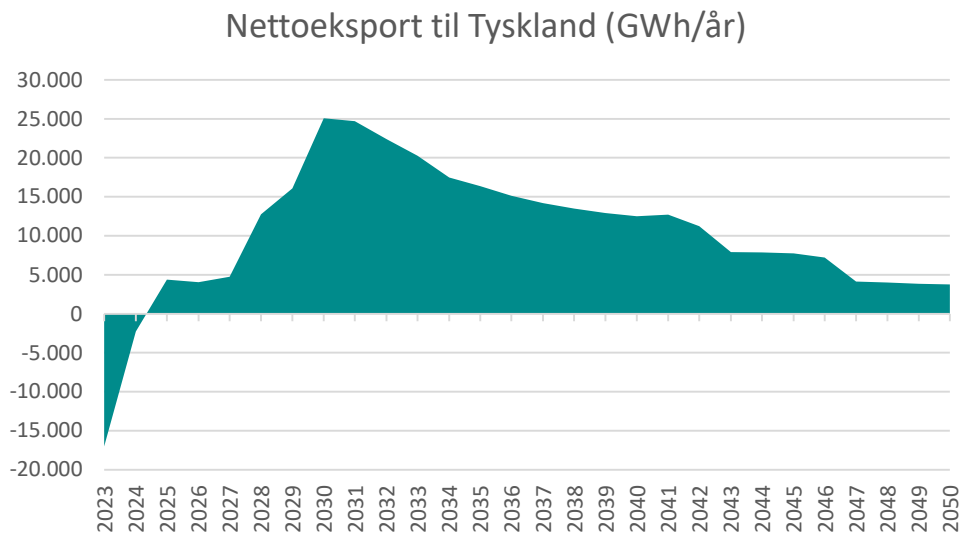
### Nettoeksport til Tyskland

Gastallene til AF23 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 være 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.

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> Omregnet under antagelse af et energiindhold på 12,1 kWh/Nm<sup>3</sup>



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

Det bemærkes, at den anvendte metode viser årsgennemsnit. 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.

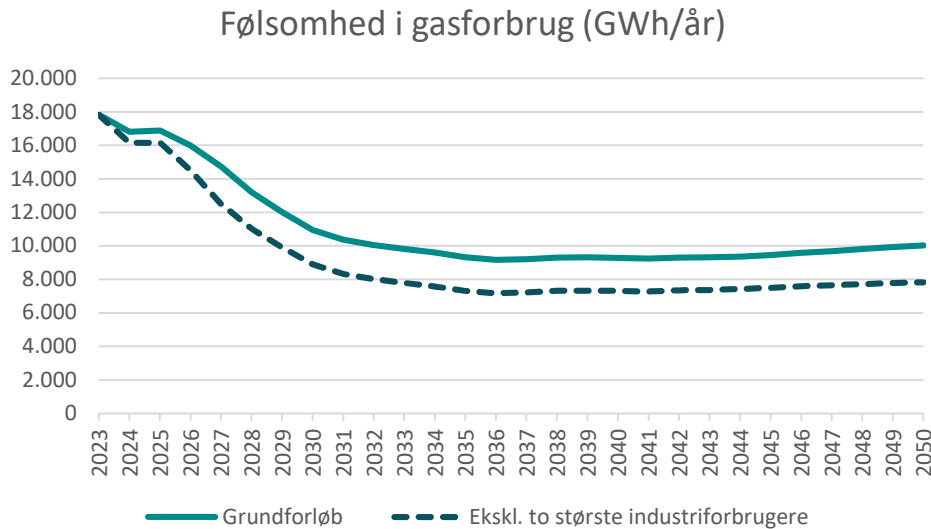
## Usikkerhed

Der er betydelig usikkerhed forbundet med alle gasforudsætningerne. Energistyrelsen anbefaler på baggrund heraf, at Energinet supplerer AF23 med følsomhedsanalyser i de konkrete anvendelser af tallene.

## Usikkerhed i forbruget af ledningsgas

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.*

En reduktion af forbruget kan have betydning for, om der opstår biogaslommer, og herudover vil en forbrugsreduktion give anledning til stigende tariffer for de tilbageværende forbrugere. En øgning i forbruget (forstået som, at gasforbruget aftager langsommere end forudsat i grundforløbet) vurderes ikke at være problematisk i forhold til gasnettet, og der er derfor her kun set på konsekvenserne af en forbrugsnedgang. Det er valgt at belyse en forbrugsreduktion i et scenarie, hvor det antages, at de to største industriforbrugere begge ophører med at aftage gas. Figur 9 viser forbrugsudviklingen i denne situation, sammenholdt med grundforløbet.



Figur 9: Forbrugsudvikling, hvis de to største industriforbrugere begge ophører med at aftage gas; sammenholdt med grundforløbet.

Hvad angår gasforbruget i husholdninger anbefales det, at Energinet supplerer AF23 med en følsomhedsanalyse, hvor forbruget er helt udfaset i 2035.

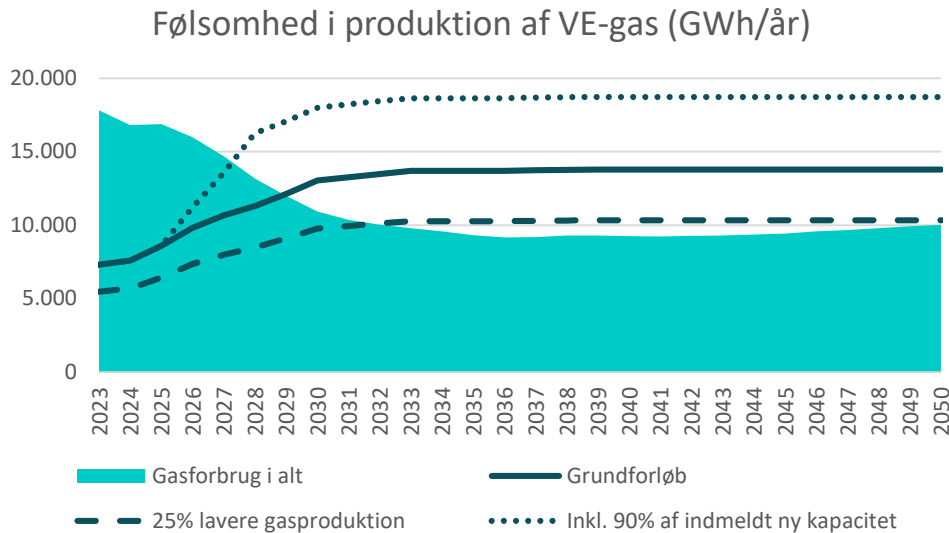
### Usikkerhed i produktionen af VE-gas

Fremskrivning af mængden af VE-gas, som tilføres gassystemet, er forbundet med betydelig usikkerhed. Der er derfor her set på to forløb ud over grundforløbet.

I det ene forløb antages det, at gastilførslen kun udgør 75 pct. af den mængde, der er antaget i grundforløbet. En reduceret tilførsel kunne fx skyldes afsætning til transportsektoren til udlandet, en mindre udnyttelse af årsnormerne end antaget i grundforløbet, højere råvarepriser mv. Det er 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 ustøttet produktion, som beskrevet i afsnittet Produktion af VE-gas .

I det andet følsomhedsforløb tages der udgangspunkt i henvendelser til distributionselskabet Evida med henblik på tilslutning af nye anlæg og udvidelser af eksisterende anlæg. Det er her antaget, at der produceres svarende til 90 pct. af den samlede kapacitet, der er indmeldt til Evida. Hvis dette forløb bliver til virkelighed, må der forventes en markant ustøttet produktion.

Det bemærkes, at de to forløb angiver alternative mulige udviklinger, men ikke ekstreme forløb. Figur 10 viser produktionsudviklingen i de to følsomhedsforløb, sammenholdt med grundforløbet.



Figur 10: Følsomhed i produktion af VE-gas (GWh/år).

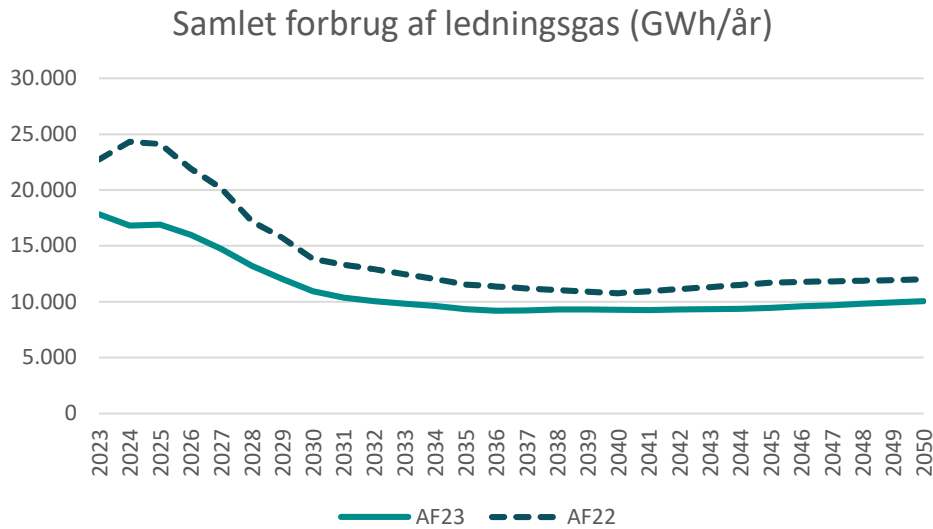
### Usikkerhed på øvrige forudsætninger

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 AF23 er forbundet med betydelig usikkerhed, især hvad angår bevægelserne af gas over landegrænser. Energinet anbefales derfor at supplere AF23 med følsomhedsanalyser med andre fordelingsnøgler i de konkrete anvendelser af tallene.

### Ændringer i forhold til AF22

Der er generelt anvendt samme fremskrivningsmetode som i AF22. Dog er fremskrivningsmetoden for produktion af VE-gas blevet tilpasset som beskrevet nedenfor.

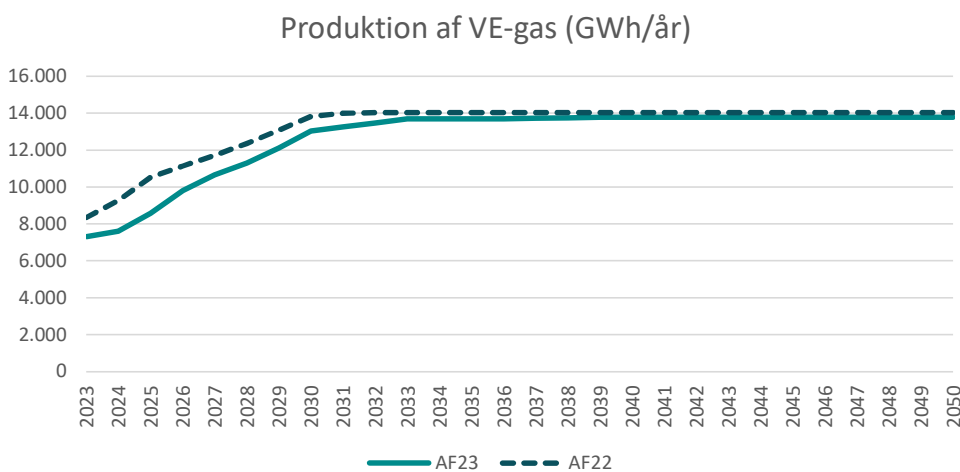
Den grundlæggende metode for fremskrivning af forbrug er den samme som anvendt til AF22. Dog er der anvendt et nyt datagrundlag vedr. virksomheders energiforbrug, ligesom brændsels- og kvotepriser m.m. er opdateret. Der er frem til 2025 anvendt en markant højere gaspris i AF23 end i AF22. Dette resulterer samlet set i et noget lavere gasforbrug i AF23-fremskrivningen end i AF22-fremskrivningen, jf. Figur 11.



Figur 11: Forbrug af ledningsgas; AF23 ift. AF22 (GWh/år).

Fremskrivningen af produktionen af VE-gas er ændret siden AF22, idet der nu ikke længere i grundforløbet regnes med, at der frem mod 2030 etableres ny, ustøttet produktion af VE-gas, som tilføres gasnettet, jf. afsnittet *Produktion af VE-gas*. Endvidere viser de nyeste statistikal, at 2022-produktionen var lavere end forventet sidste år.

Disse ændringer bevirker, at gasproduktionen frem til ca. 2033 er lidt lavere end i AF22, jf. Figur 12.



Figur 12: Produktion af VE-gas; AF23 ift. AF22 (GWh/år).