



## Analyseforudsætninger til Energinet 2020 – Ledningsgas og gasstrømme

Baggrundsnotat

**Kontor/afdeling**  
Systemanalyse

**Dato**  
27. august 2020

**J nr.** 2020 - 8581

/MELA

### Indholdsfortegnelse

Udvikling frem mod 2040.....	2
Metode og antagelser.....	3
Grøn gas.....	4
Gasstrømme.....	5
Usikkerhed.....	8
Ændringer i forhold til AF19.....	9

Bemærk, at alle tal for gas er opgjort ift. øvre brændværdi. Det skyldes, at EU-landene i forbindelse med markedsåbningen for gas besluttede at anvende en fælles enhed, der er fastsat til 1 kWh 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.

Bemærk, at Energistyrelsen i de fleste andre sammenhænge opgør forbruget af gas ift. nedre brændværdi, hvorfor forbruget i AF ikke kan sammenlignes direkte med forbruget i eksempelvis Energistyrelsens basisfremskrivning.

#### Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43  
1577 København V

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

[www.ens.dk](http://www.ens.dk)

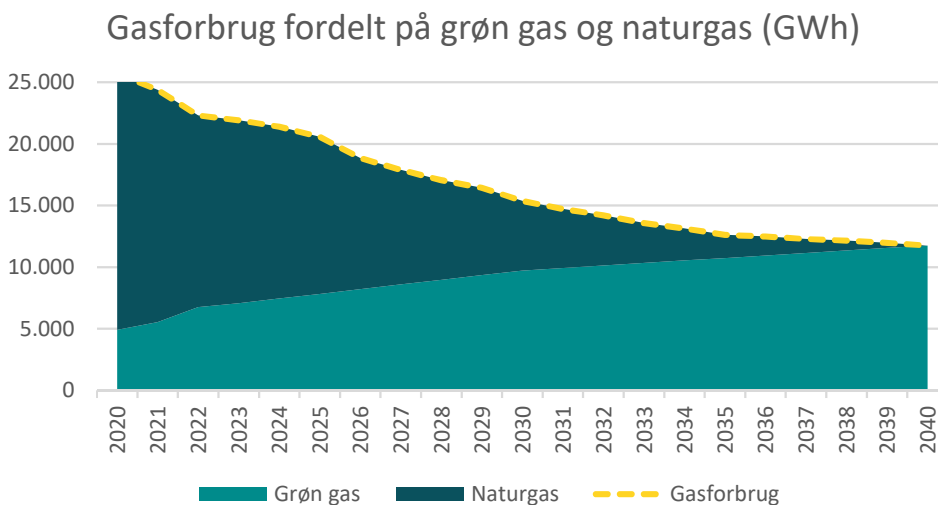


## Udvikling frem mod 2040

AF20 indeholder forudsætninger for den del af det danske energisystem, der har betydning for Energinets arbejde. For gas betyder det, at kun gas, der transporteres i gasnettet, indgår i fremskrivningerne. Denne såkaldte ledningsgas omfatter i dag en blanding af naturgas og bionaturgas, som er biogas opgraderet til naturgaskvalitet.

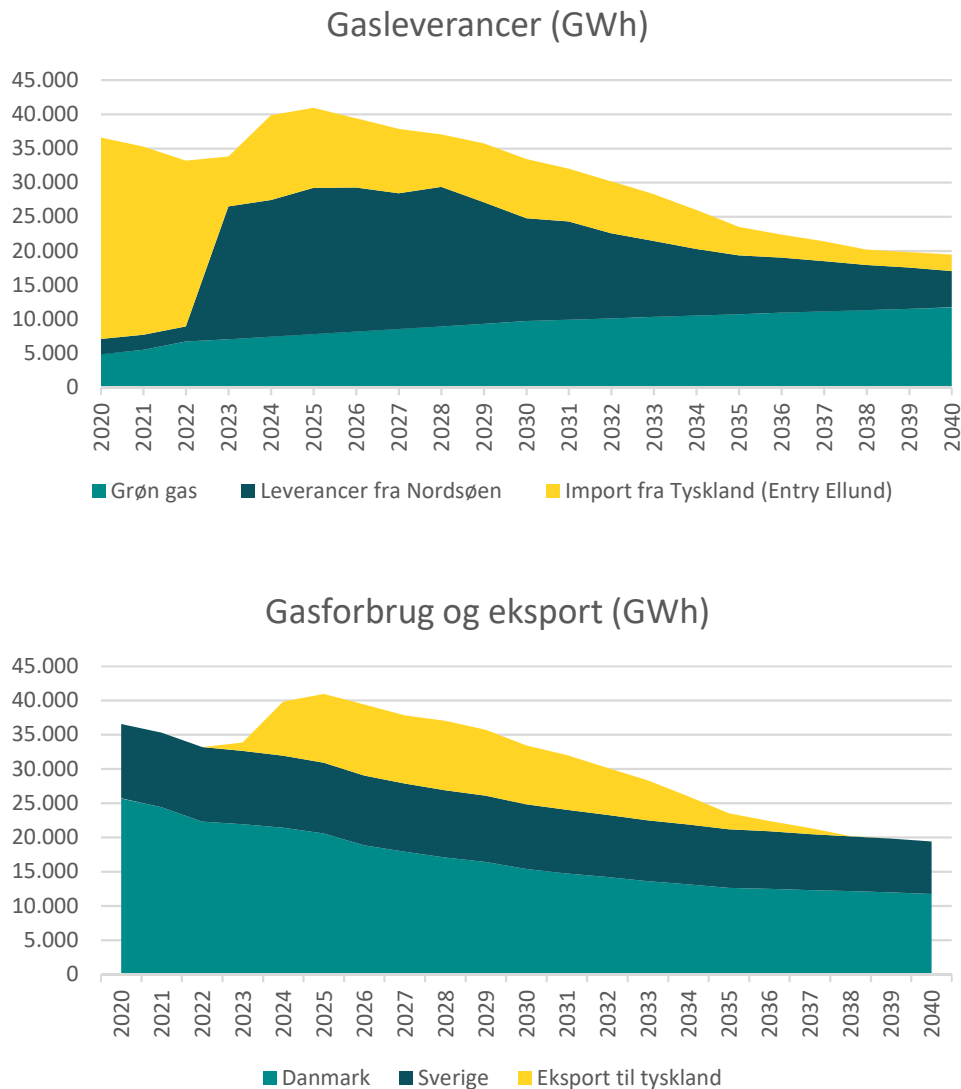
Over perioden 2020-2040 estimeres det samlede danske ledningsbundne gasforbrug reduceret med 55 pct. – fra et samlet forbrug på godt 26 TWh i 2020 til et forbrug på knap 11,8 TWh i 2040. Dette er udtryk for en antagelse om accelereret udfasning af naturgas givet vedtagelse af mere ambitiøse målsætninger for reduktion af drivhusgasser i Danmark.

Frem mod 2040 anslås det, at der vil komme betydeligt mere grøn gas i gasnettet, og at den grønne gas vil udgøre en markant stigende andel af det danske gasforbrug, jf. figur 1. Mere specifikt forudsættes det, at hele det danske forbrug af gas fra gasnettet modsvares af grøn ledningsgas i 2040, og at grøn gas vil svare til mere end 60 pct. af det danske forbrug i 2030.



Figur 1: Estimeret udvikling i det danske forbrug af ledningsgas fordelt på grøn gas og naturgas (GWh).

Tilgang af gas til det danske system kommer enten fra Nordsøen, gennem import fra Tyskland eller fra grøn gas tilført nettet. Gassen aftages derpå enten i Danmark, sendes videre til Sverige eller eksporteres til Tyskland. Med den anslåede fordeling af de fremtidige gasstrømme i transmissionsnettet kan det danske forsyningsbillede illustreres som i figur 2. Det forventede flow i Baltic Pipe, der planlægges idriftsat i slutningen af 2022, medtages ikke i vurderingen af gasstrømmene i det øvrige danske gastransmissionsnet.



Figur 2: Forudsatte gasstrømme i det danske gastransmissionsnet (GWh).

## Metode og antagelser

I dag anvendes gas fortrinsvis til opvarmning og procesenergiformål i industri og individuel opvarmning i husholdninger. Gas bruges desuden som input til el- og fjernvarmeproduktion, og der anvendes også en smule gas til transportformål. Desuden bruges en meget begrænset del til andre formål, primært forbrug på bygasværker. Udviklingen for de enkelte forbrugssegmenter beskrives nærmere i baggrundsnotaterne *Transport*, *Forbrug i husholdninger og erhverv* samt *Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.*



## Grøn gas

Med den seneste prognose for produktion fra anlæg på den hidtidige støtteordning forventes mængden af opgraderet biogas i nettet at stige til godt 7 TWh (svarende til 25 PJ) i 2023. De eksisterende støtteordninger udløb for nye ansøgninger per 1. januar 2020, dog med mulighed for at søge dispensation ved opfyldelse af bestemte kriterier for anlæg under opførelse. Ved afslutningen af arbejdet med udarbejdelse af årets analyseforudsætninger er ansøgningerne inden for rammerne af den nuværende støtteordning endnu ikke færdigbehandlet, og udviklingen i mængden af biogas er derfor baseret på et foreløbigt estimat for omfanget af anlæg, der vil modtage støtte i fremskrivningsperioden (inkl. dispensationer). Mængden af biogas, der tilskrives den nuværende støtteordning til opgradering, herunder især dispensationsordningen, er usikker.

Med klimaaftalen af 22. juni 2020 blev det som led i den grønne omstilling besluttet at afsætte midler til støtte til biogas og andre grønne gasser frem mod 2030. Den konkrete udmøntning af støtten er dog endnu ikke fastlagt. Fra 2023 og frem er fremskrivningen i analyseforudsætningerne baseret på de overordnede pejlemærker i AF20, dvs. de mellem- og langsigtede politiske mål om at reducere udledningen af drivhusgasser med 70 pct. i 2030 og det langsigtede mål om CO<sub>2</sub>-neutralitet i 2050. På baggrund heraf er det antaget, at hele det danske forbrug af gas modsvares af grøn ledningsgas i 2040. Med denne tilgang bliver der en sammenhæng mellem forbrugsfremskrivningen og fremskrivningen af grønne gasser.

Som følge af en forventning om accelereret grøn omstilling pga. 70 pct. målet, er der frem mod 2030 estimeret såvel en reduktion i gasforbruget som en stigende andel af grønne gasser i det danske gassystem. I 2030 er det således antaget, at der indgår godt 9,7 TWh grøn gas i gasnettet. Det svarer til, at de grønne gasser udgør 63 pct. af det danske gasforbrug. I 2040 forudsættes hele det danske forbrug af gas modsvaret af grøn ledningsgas.

I AF20 opereres der med et samlet bud for grønne gasser. Frem mod 2030 vurderes dette alene at omfatte opgraderet biogas, som det også har være tilfældet hidtil, men på lidt længere sigt kan det ikke udelukkes, at også andre typer bio- eller el-baserede grønne gasser som f.eks. brint eller metaniseret CO<sub>2</sub> fra biogas kan komme på tale. Som det ser ud i dag, er "traditionel" opgradering af rå biogas den billigste måde, hvorpå grøn gas kan bringes på nettet, men det kan ændre sig, og på nuværende tidspunkt er der betydelig usikkerhed om omfanget af Power-to-X (PtX) fremadrettet. Dette er beskrevet nærmere i baggrundsnotatet om *Power-to-X (PtX)*. Særligt vurderes det på nuværende tidspunkt tvivlsomt, at der i større omfang vil blive produceret el-baseret metan som iblandes gassystemet, frem for direkte anvendelse af eksempelvis brinten eller alternativt konvertering til kulstofbaserede flydende brændstoffer.

## Gasstrømme

Til AF20 er der udarbejdet et muligt bud på de fremtidige gasstrømme, så den fysiske balance i nettet på årsbasis sikres. Til denne opgørelse indgår følgende elementer, som alle beskrives nærmere nedenfor:

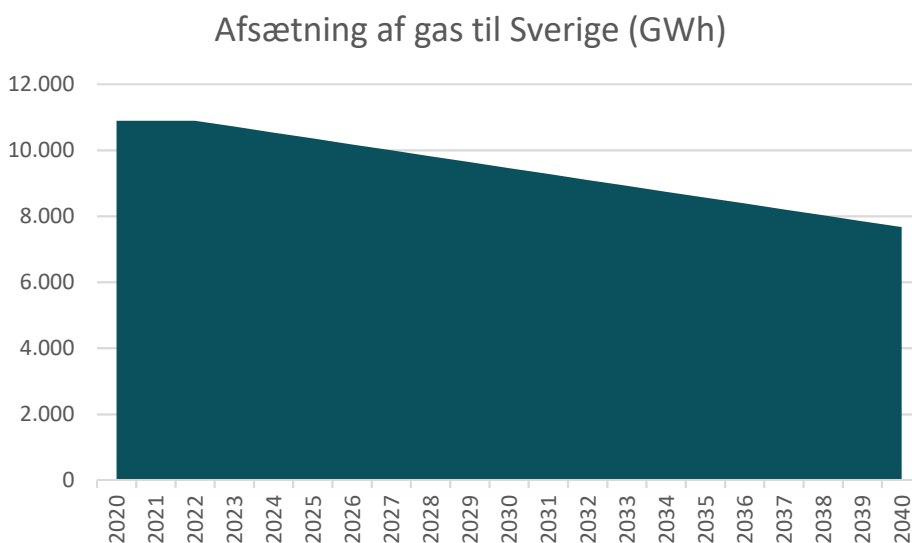
- Afsætning af gas til Sverige
- Naturgas fra den danske del af Nordsøen - produktion og flow til hhv. Danmark og Holland
- Gas til og fra Tyskland

Det danske gastransmissionsnet udvides fra slutningen af 2022, hvor en norsk forbindelse og Baltic Pipe forventes idriftsat. Da kapaciteten i den norske forbindelse umiddelbart kun antages anvendt til forsyning af gasforbrug i Polen, medregnes det forventede flow i Baltic Pipe ikke i vurderingen af gasstrømmene i det øvrige danske gastransmissionsnet.

### Afsætning af gas til Sverige

Da Sverige er afhængig af gasleverancer fra Danmark, og kun i meget begrænset omfang har egne kilder til gasforsyning, er en prognose for gasforbruget i Sverige samtidig stort set en prognose for transport af gas til Sverige via den danske gasinfrastruktur, og dermed relevant for Energinet.

Til AF20 anvendes samme bud på den fremadrettede udvikling som i AF19. Dette bud blev til AF19 baseret på oplysninger fra svenske Swedegas om udsigterne på det korte sigt og suppleret med en fremskrivning fra de svenske energimyndigheder på det længere sigt. Energistyrelsen har endnu ikke modtaget input fra svensk side, der kan berettige ændringer i forhold til sidste års fremskrivning. Den forudsatte udvikling i leverancen af gas til Sverige ses af figur 3.



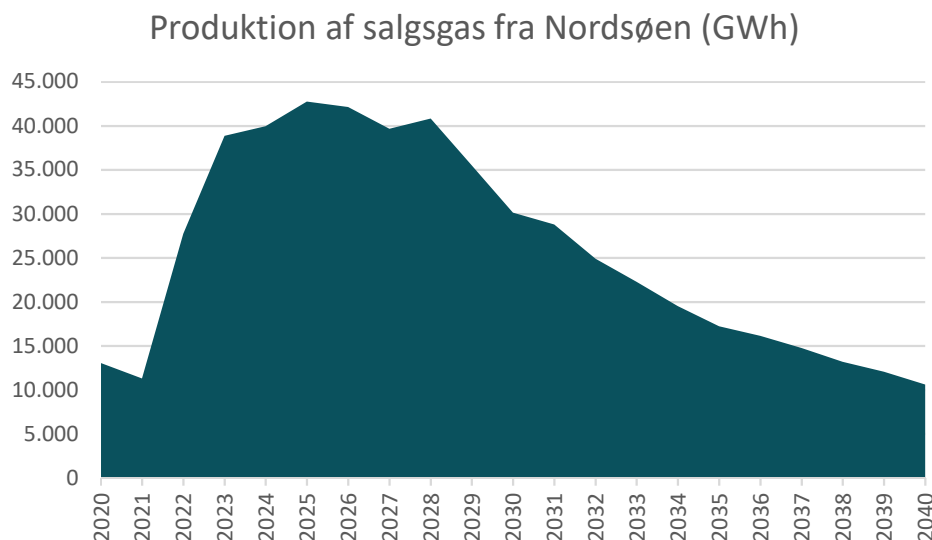
Figur 3: Bud på udvikling i afsætning af gas til Sverige (GWh).



### Naturgas fra den danske del af Nordsøen

Energistyrelsen udarbejder årligt en opgørelse af de danske olie- og gasressourcer i Nordsøen, og på grundlag af denne reserveopgørelse udarbejdes prognoser for produktion af naturgas (og olie) i de kommende år. Arbejdet med udarbejdelse af årets analyseforudsætninger er pågået inden Energistyrelsens udgivelse af dette års prognose for olie- og gasproduktionen i Nordsøen, så AF20 er – i lighed med AF19 – baseret på prognosen fra 2019.

Til AF er det mængden af gas, der faktisk leveres fra Nordsøen, den såkaldte salgsgas, der er interessant, da der er fokus på, hvor meget gas der flyder i det danske gastransmissionsnet. Den del af gassen, der går til brændselsforbrug forbundet med Nordsøproduktionen og til flaring hhv. injektion af gas tilbage i undergrunden, er således ikke relevant i AF-sammenhæng. Den forventede udvikling i produktionen af salgsgas i den danske del af Nordsøen fremgår af figur 4. I AF20 indregnes ikke gas fra det norske Trym-felt. Det vides endnu ikke, om dette felt igen indføres i 2022, når Tyra-feltet genåbnes.



Figur 4: Prognose for produktion af salgsgas fra den danske del af Nordsøen (GWh).

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.

### Gasflow fra Nordsøen

Den naturgas, der produceres i Nordsøen, kan flyde til enten Danmark (via Nybro) eller Holland. Der er betydelig usikkerhed om, hvordan dette billede vil se ud efter genopbygningen af Tyra-feltet. Forholdet mellem, hvor meget gas der flyder til Danmark hhv. Holland, vil bl.a. afhænge af markedsforhold og prisen for transit af



gas, og mange faktorer, som Energistyrelsen ikke har indflydelse på og kendskab til, kan spille ind på, hvordan disse forhold vil udvikle sig fremadrettet.

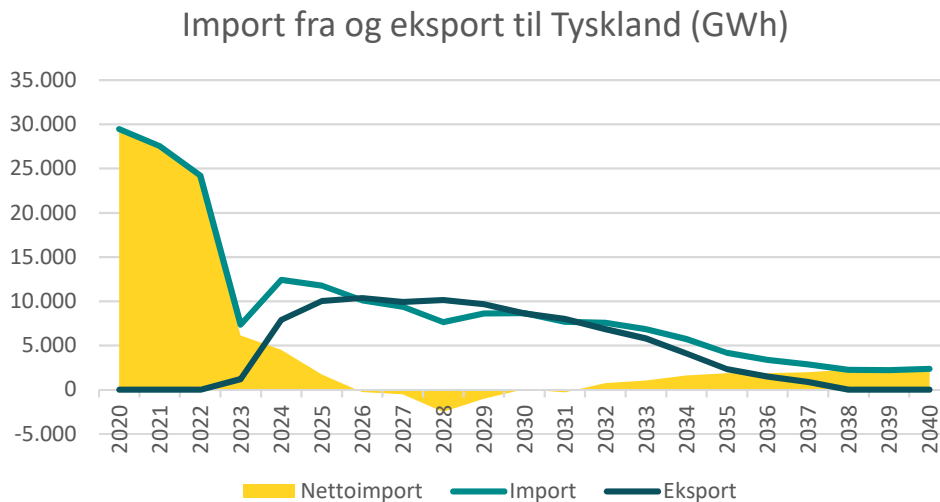
Til AF20 er der udarbejdet et muligt bud på de fremtidige gasstrømme til Holland (og til/fra Tyskland som det beskrives nedenfor), så den fysiske balance i nettet på årsbasis sikres. I lighed med den tilgang, der blev anvendt til AF19, er der, på grund af den store usikkerhed og manglende viden om aktørernes dispositioner, til AF20 antaget, at Nordsøproduktionen efter genåbning af Tyra-feltet fordeles med 50 pct. til Holland og 50 pct. til Danmark. Der er betydelig usikkerhed om denne fordeling.

### Gas til og fra Tyskland

Gastallene til AF20 er udarbejdet på en sådan måde, at den fysiske balance i nettet på årsbasis sikres, og det betyder, at udviklingen i de enkelte parametre vil være stærkt indbyrdes afhængige. Hvis leverancen af gas (naturgas fra Nordsøen samt grøn gas) til det danske transmissionssystem overstiger forbruget i Danmark og Sverige, vil der i gennemsnit være nettoeksport til Tyskland, og omvendt vil der være nettoimport til Danmark fra Tyskland, hvis forbruget overstiger den gasmængde, der kommer ind i det danske gastransmissionsnet fra Nordsøen og de grønne gasser.

Den metode, der er anvendt, er, at det er udviklingen i nettoimporten fra Tyskland, der justeres på en sådan måde, at balancen i nettet på årsbasis sikres. Dermed vil antagelserne om, hvor meget gas der bevæger sig over den dansk-tyske grænse, være stærkt knyttet til alle de øvrige forudsætninger, herunder i særlig grad til den forudsatte fordeling af gasmængderne fra Nordsøen til Danmark hhv. 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 nettoimporten, som er den, der får de øvrige tal til at balancere, men præcis, hvordan denne nettostørrelse er sammensat, er meget usikkert.

De forudsætninger, der er anvendt for gas til og fra Tyskland, illustreres i figur 5.



Figur 5: Antagelser om import fra og eksport til Tyskland frem mod 2040 (GWh).

### Baltic Pipe

Baltic Pipe forventes at blive idriftsat i 2022 og være i fuld drift fra 2023. Baltic Pipe transporterer norsk produceret gas via en gastransmissionsledning over Danmark og Østersøen til Polen. Kapaciteten i den norske forbindelse antages ikke umiddelbart udnyttet til forsyning af gas til at dække dansk eller svensk forbrug. Den samlede kapacitet af Baltic Pipe er 10 mia. Nm<sup>3</sup>/år. Af denne kapacitet er 80 pct. på forhånd solgt for en 15-årig periode, mens de resterende 20 pct. af kapaciteten vil blive udbudt på markedet ligesom kapaciteten i den norske forbindelse. På baggrund af en sandsynlighedsvægtet vurdering anslås gasflowet at udgøre ca. 7,5 mia. Nm<sup>3</sup>/år (svarende til godt 91 TWh) når anlægget er i fuld drift i 2023.

Da kapaciteten i den norske forbindelse og Baltic Pipe umiddelbart kun antages anvendt til forsyning af gasforbrug i Polen, medregnes det forventede flow i Baltic Pipe ikke i vurderingen af gasstrømmene i det øvrige danske gastransmissionsnet.

### Usikkerhed

Der er betydelig usikkerhed forbundet med alle gasforudsætningerne. Energistyrelsen anbefaler på baggrund heraf, at Energinet supplerer AF20 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.*

For de øvrige forudsætninger foreslås der her ikke specifikke parametervariationer, da det vurderes, at det vil afhænge af de konkrete anvendelser, hvilke variationer



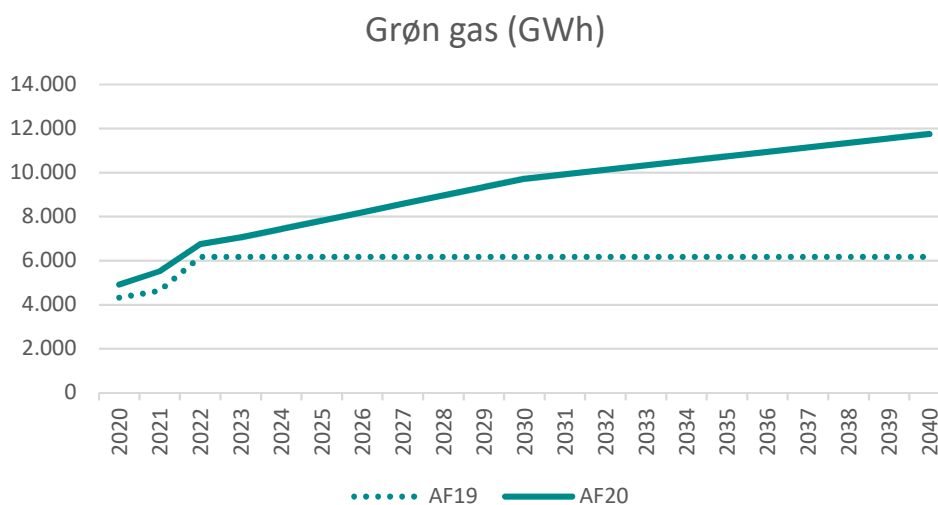


der er mest relevante. Det understreges dog, at forudsætningerne i AF20 er forbundet med betydelig usikkerhed, især hvad angår flow over landegrænserne, og Energinet anbefales derfor at supplere AF20 med følsomhedsanalyser med andre fordelingsnøgler i de konkrete anvendelser af tallene.

## Ændringer i forhold til AF19

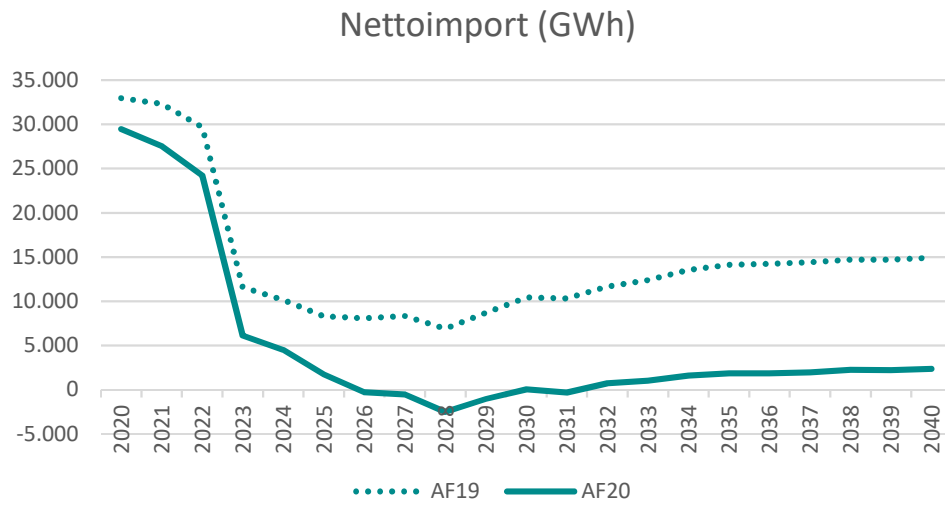
Sammenlignet med AF19 forudses der i AF20 et lavere gasforbrug og en væsentlig større reduktion i gasforbruget frem mod 2040. For forklaring på forskellene henvises til baggrundsnotaterne *Transport, Forbrug i husholdninger og erhverv* samt *Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.*

Sammenlignet med AF19 kalkuleres der i AF20 med en betydeligt højere mængde grøn gas i nettet frem mod 2040, jf. figur 6. I AF20 er det forudsat, at hele det danske forbrug af gas fra gasnettet modsvarer af grøn gas i 2040, mens der i AF19 blev anlagt et betydeligt mere konservativt bud, hvor der ikke blev indregnet yderligere grøn gas, end den biogas, der på det tidspunkt blev vurderet at komme som resultat af de eksisterende støtteordninger.



Figur 6: Fremskrivning for grøn gas til AF20 sammenlignet med AF19 (GWh).

Til AF20 har der været anvendt samme metode til flowfordeling som til AF19. Når der alligevel er stor forskel i den forudsatte nettoimport fra Tyskland, skyldes det, at det danske gasforbrug i AF20 er lavere, mens mængden af grønne gasser er højere end i AF19. De to ting tilsammen betyder (da alt andet er forudsat uændret), at der er behov for mindre import (netto) fra Tyskland, som det illustreres i figur 7.



Figur 7: Nettoimport af gas fra Tyskland, AF20 sammenlignet med AF19 (GWh).