

Tariffer – baggrundsrapport – Grøn Gasstrategi

Kontor/afdeling

JGK - GasEI

Dato

09-12-2021

J nr.

/lisk, malj

Indhold

Executive summary.....	2
Indledning	2
Udviklingen i tarifferne som følge af Grøn gasstrategis scenarier.....	3
Grøn gasstrategis scenarier.....	3
Distributionstariffen	6
Transmissionstariffen.....	9
Tariffernes betydning for den samlede gaspris.....	10
Elementer der påvirker tariffen	12
Tarifdesign	14
Tarifdesign for distribution.....	14
Transmission om valg af tarifdesign	17
Nye problemstillinger som kan udfordre det eksisterende tarifdesign	18
Hvad påvirker tariffen og hvordan?	19
Følsomheder på distributionstariffen	19
Volumen er ikke kun volumen	22
Afskrivningsperioden	24
Følsomheder for transmissionstariffen	25
Betydne volumener for transmissionstariffen.....	27
Bilag 1 - uddybning af tarifdesign	28

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700

E: ens@ens.dk

www.ens.dk



Executive summary

Tarifrapporten viser, i hvor høj grad gastarifferne forventes at blive påvirket frem mod 2040 som følge af de forbrugsscenarioer, der opereres med i Grøn gasstrategi. Det bemærkes, at gasstrategiens scenarier alene fokuserer på *dansk* gasforbrug.

Evidas gasdistributionstariffer må forventes at øges som følge af den forventede udvikling i det danske gasforbrug. Særligt vil Evidas tariffer øges markant, hvis der sker en hurtig udfasning af gas til individuel opvarmning sammenlignet med en langsommere udfasning.

Den forventede vækst i Evidas tariffer kan muligvis dæmpes. Analysen viser, at f.eks. en udvidelse af gasforbruget i industrien ved omstilling fra kul eller tiltag i form af en ændret afskrivningsperiode for distributionssystemet, vil kunne holde tarifferne nede. Stigningen i tarifferne vil måske også dæmpes, hvis der sker en planlagt, omkostningseffektiv og kontrolleret udfasning af gas til individuel opvarmning.

Det er Evidas selv, der fastsætter og designer deres egne tariffer. Evidas afgør selv, hvor og hvordan tariffen opkræves, dog under hensyntagen til en række principper som gennemsigtighed og omkostningsægthed. Det er Forsyningstilsynet, som godkender tarifmetoderne i henhold til loven.

Energinet's transmissionstariffer påvirkes ikke i særlig høj grad af det forventede ændrede indenlandske gasforbrug, da udviklingen i Energinets tariffer efterhånden primært kommer til at afhænge af transit af gas fra Norge gennem Danmark og videre til Polen med Baltic Pipe.

Indledning

Tarifferne i gassystemet påvirkes overordnet set af to hovedelementer foruden tarifdesign, nemlig:

- Volumen - hvor meget gas, der flyder og transporteres i gassystemet
- Omkostningerne - hvor store omkostninger der er ved at drive og vedligeholde systemet

Volumeneffekterne af fald i dansk gasforbrug rammer forskelligt hos distributionsselskabet Evida og transmissionsselskabet Energinet og derigennem deres gaskunder. Eksempelvis bliver tariffen på distributionsniveau, i højere grad end på transmissionsniveau, påvirket af reduktionen i dansk gasforbrug eftersom danske forbrugere er Evidas eneste betalende kunder. Grundet Evidas tarifdesign, kan distributionstarifferne yderligere blive påvirket af det forventede skift i kundegrupper. Den grønne omstilling forventes at påvirke både volumen og omkostninger i distribution såvel som transmission.



I dette baggrundsnotat gives en teoretisk beskrivelse af tarifmodeller med fordele og ulemper. Dette relateres til den forventede udvikling i henholdsvis Evida og Energinets tariffer som følge af Grøn gasstrategis scenarier. Derudover trykprøves særligt udvalgte elementer, som er relevante for henholdsvis distribution og transmission i form af følsomhedsanalyser og kvalitativ analyse.

Faktaboks

Økonomisk regulering af transmissions- og gasdistributionsselskaber

Gasinfrastrukturselskaber, dvs. transmissions- (TSO) og distributionsselskaber (DSO), er typisk, hvad man i økonomien kalder for naturlige monopoler. Dvs. at det både ud fra et selskabsøkonomisk og samfundsøkonomisk perspektiv er hensigtsmæssigt, at ét selskab står for at drive og vedligeholde et samlet område for at undgå dobbeltinvesteringer og driftsomkostninger. Det betyder samtidig, at disse selskaber ikke er i konkurrence med andre selskaber, da gaskunderne ikke kan skifte selskab. Derfor er både gas-TSO og -DSO underlagt monopolregulering.

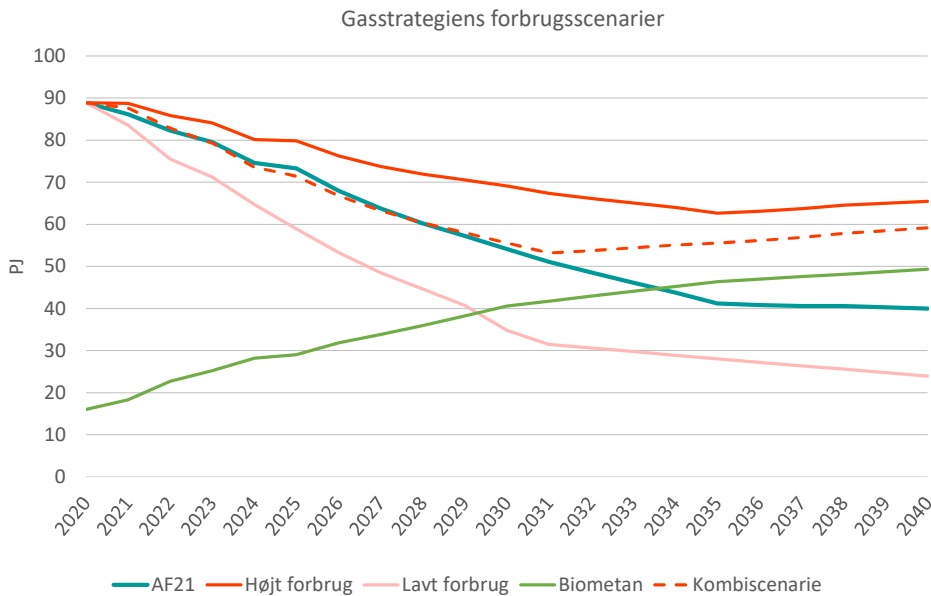
Tarifferne udgør gaskundernes betaling for at bruge gasinfrastrukturen. Metoden for fastsættelse af tarifferne godkendes af Forsyningstilsynet for at undgå, at selskaberne kræver unødigt høje priser grundet deres monopolmagt. Det skyldes, at de ikke skal tillades samme indtægt, som de ville have opnået, hvis de som monopol kunne prissætte deres varer frit.

Den økonomiske regulering sætter rammen for, hvor meget selskaberne må opkræve over tarifferne.

Udviklingen i tarifferne som følge af Grøn gasstrategis scenarier

Som beskrevet i indledningen påvirkes tarifferne af, hvor meget gas der flyder i gassystemet. Energistyrelsen har derfor bedt hhv. gasdistributionsselskabet (Evida) og gastransmissionsselskabet (Energinet) om at levere en fremskrivning af deres tariffer, som følge af den forventede udvikling i gasflowet frem mod 2040. Til det er udviklet forbrugsscenarier i Grøn gasstrategi, som præsenterer 4 mulige forløb for gasforbruget og et fast forventet forløb for produktionen af opgraderet biogas (biometan).

Grøn gasstrategis scenarier



Figur 1: Udviklingen i det aggregerede gasforbrug fordelt på scenarier

Af hensyn til en lettere fortolkning af tarifeffekterne, anvendes samme scenarie for biogasproduktionen ift. alle scenarier for udviklingen i det danske gasforbrug.

Faktaboks

Beskrivelse af scenarier

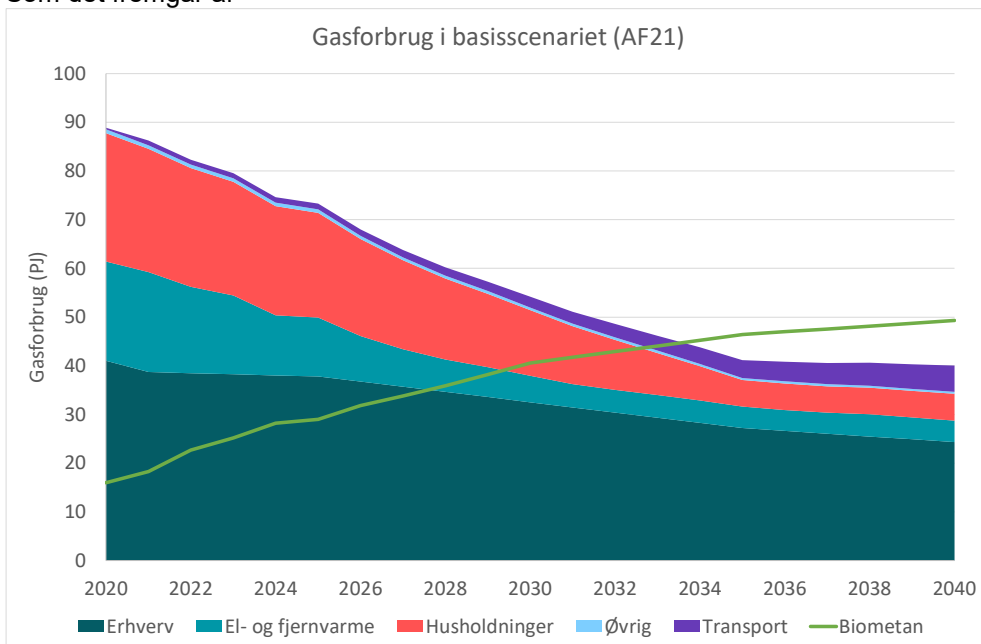
Tarifanalysen tager udgangspunkt i et basisscenarium og 2 scenarier til at give et spænd samt et ekstra scenarie, der indeholder elementer fra de to scenarier. Se også notatet Scenarier – baggrundsnotat – Grøn Gasstrategi.

- **Basisscenarie:** Et middelscenarie baseret på Energistyrelsens analyseforudsætninger (AF21). Udviklingsforløbet i AF21 beskriver den mest sandsynlige udvikling af energiområdet under forudsætning af, at de politiske vedtagne mål realiseres. AF21 baserer sig bl.a. på vedtagne politiske beslutninger, opfyldelse af 70 pct.-målsætningen og det langsigtede mål om klimaneutralitet i 2050.
- **Højt forbrug:** Et scenarie, der baseres på basisscenariet for så vidt angår individuel varme samt el- og varmeproduktion. Samtidig antages et maksimalt gasforbrug i industrien – og dermed også nye industriforbrugere. Scenariet forudsætter, at kun en mindre del af industriens processer generelt elektrificeres. Desuden forudsætter scenariet, at store dele af industriens kul- og olieforbrug konverteres til gas. Transportsektorens gasforbrug antages også at stige, hvilket bl.a. kan ske ved en større anvendelse af gas i søfart og tung vejtransport.
- **Lavt forbrug:** I dette scenarie forudsættes et minimalt gasforbrug i industrien. Det forudsættes, at store dele af industriens procesenergiforbrug elektrificeres og energieffektiviseres. Scenariet forudsætter desuden en fuld udfasning af gas til individuel opvarmning og til kollektiv el- og varmeproduktion i 2030.

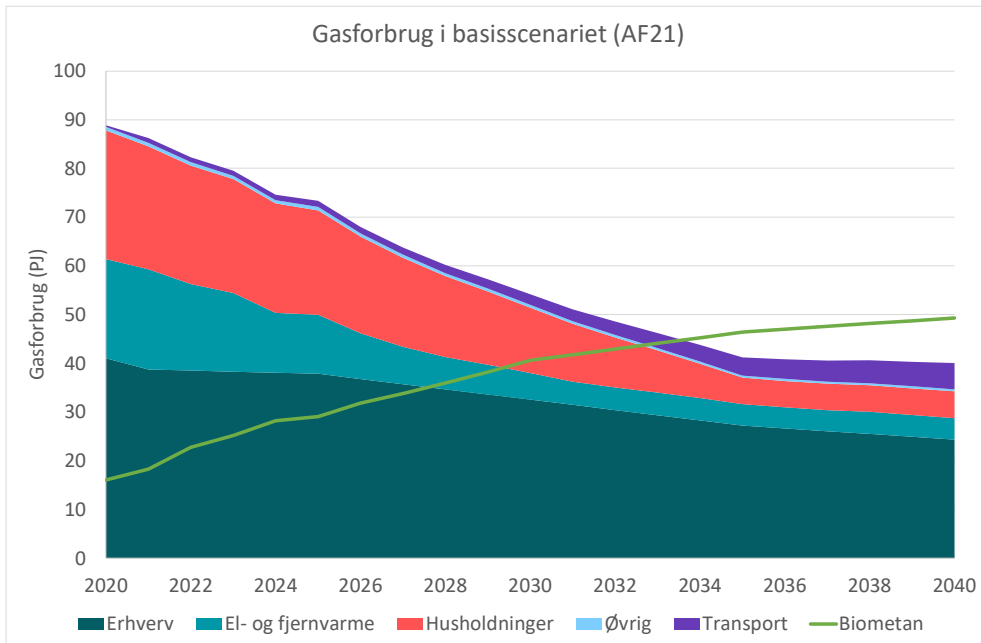


- **Kombiscenarie:** Scenariet udtrykker et maksimalt gasforbrug i industrien og en fuld udfasning af gas til individuel opvarmning i 2030. Dette scenarie kan blandt andet bidrage til at belyse, hvad det betyder for tarifudviklingen, hvis gas slet ikke anvendes til individuel boligopvarmning, men i stort omfang anvendes i industrien.

Som det fremgår af



Figur 2, vil man med Grøn gasstrategis basisscenarie (AF21) kunne forvente, at det danske gasforbrug er fuldt dækket af biometan (opgraderet biogas) omkring 2033-2034. Hvis forbruget til individuel opvarmning udfases tidligere, vil en 100 pct. dækning af grøn gas ske tidligere. Der kan således være modstridende mål mellem ønsket om en hurtig udfasning af gasforbruget i individuel opvarmning og fastholdelsen af tariffer på et lavt niveau. En hurtig udfasning af individuelle varmekunder kan hurtigere sikre, at det samlede gasforbrug dækkes af biometan på den ene side, mens en hurtig udfasning af husholdninger, kan øge distributionstariffen så meget, at andre gasforbrugere kan ønske at skifte brændsel og derved skabe en nedadgående spiral med færre kunder og endnu højere tariffer.



Figur 2: Udviklingen i gasforbruget for gasstrategiens basisscenarie (AF21)

Distributionstariffen

Evida er et nyligt konsolideret selskab bestående af de tidligere HMN, DGD og Naturgas Fyn. Hvert selskab indgår i det samlede selskab med forskellig historisk gæld. Evidas historiske gæld¹ fra før 2005 forventes at være afdraget i 2023. Af hensyn til de kunder, som allerede har afskrevet den historiske gæld, er det besluttet, at hvert selskab skal afskrive sin egen historiske gæld. Distributionstarifferne er derfor i dag forskellige i de tre regulerede selskaber Evida Nord, Evida Syd og Evida Fyn.

Efter 2023, hvor konsolideringen af de tre distributionsselskaber er fuldt gennemført, forventes der at blive etableret en ensartet tarifstruktur i hele Danmark.

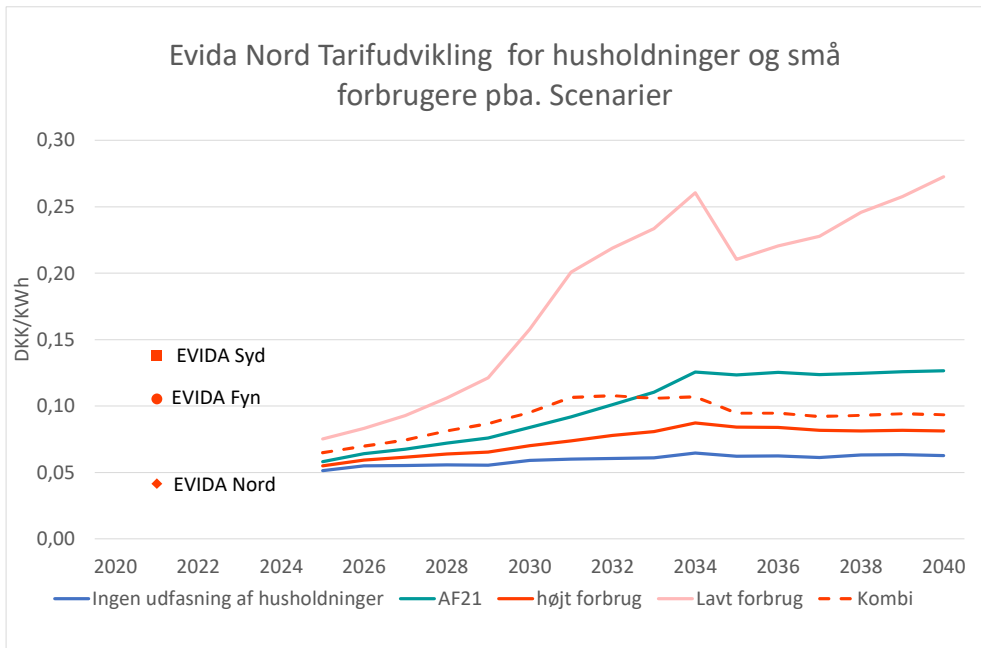
Forudsætninger og omkostningsantagelser for Evida tager udgangspunkt i, at Evidas tre distributionsselskaber bliver ét selskab, da en differentieret udregning af tariffene kun vil være aktuelt til og med 2023. Scenarierne tager udgangspunkt i Evida Nords tariffer, men niveauerne for Evida Syd og Evida Fyn kan ses i figurerne Figur 4 i form af prikker under 2020. Justeringer af indtægtsrammereguleringen² for Evida er ikke medtaget i analysen, da detaljerne i justeringen ikke er kendt endnu. Desuden bemærkes, at Aalborg Portland og Nordic Suger forventes tilsluttet til gassystemet i hhv. 2022 og 2024, hvilket er

¹ Også kaldet: "den regulatoriske gæld"

² Lovændringen, som fremgår af Lov nr. 923 om ændring af lov om naturgasforsyning, lov om fremme af vedvarende energi og forskellige andre love af 18. maj 2021

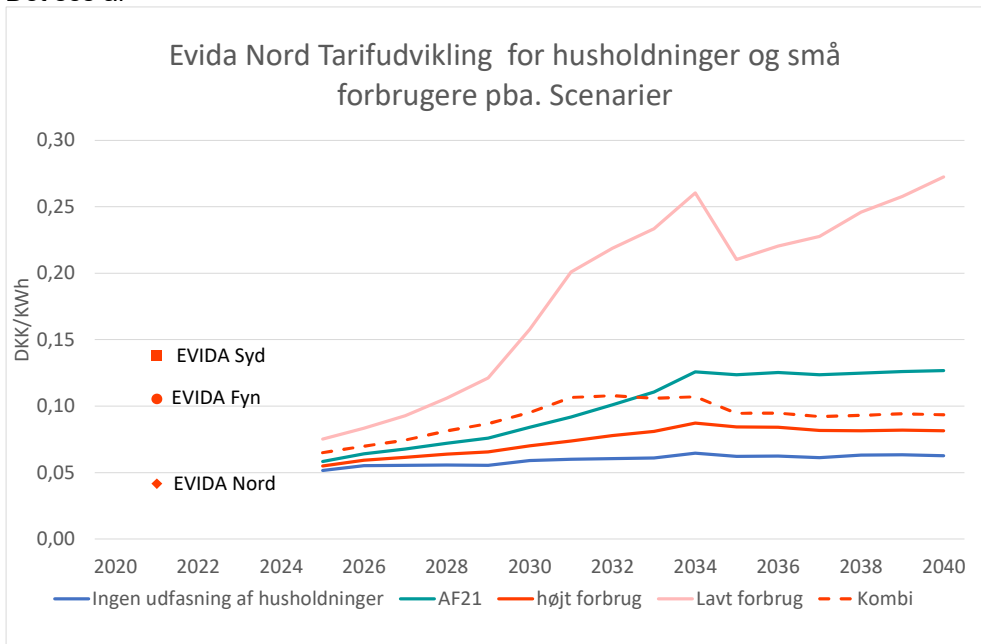


indregnet i tariffberegningerne for alle scenarier, dog med forskellige forbrug afhængigt af scenarierne, grundet usikkerhed på forbruget.



Figur 3: Distributionstariffen for husholdninger og andre forbrugere med et årligt forbrug på under 75.000 m³ gas, udviklingen i tariffen ved de forskellige scenarier fra gasstrategien³.

Det ses af



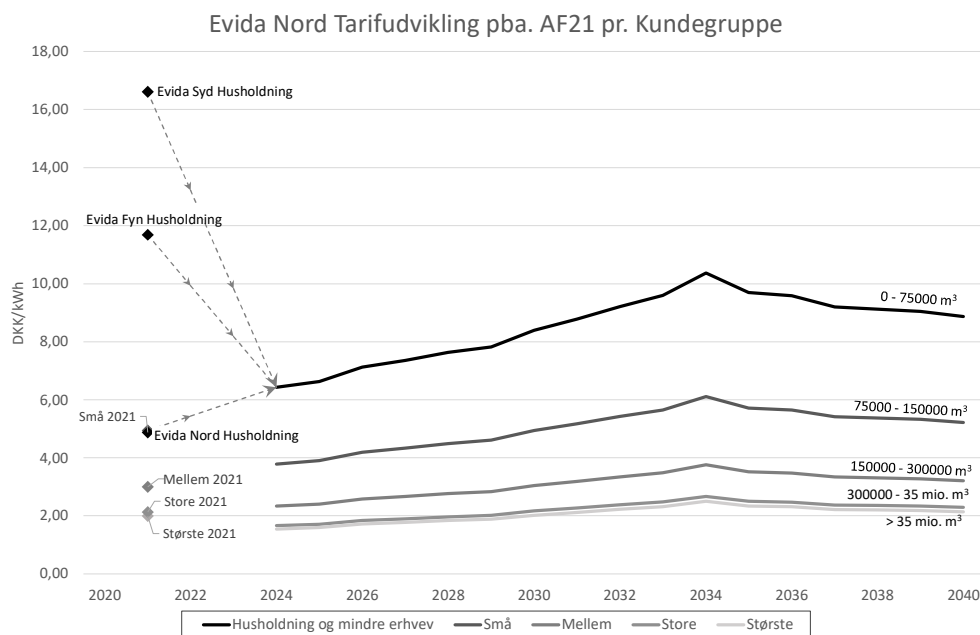
³ Bemærk, at tariffen for husholdninger fortsat er relevant, når husholdningerne er udfaset, da den betales af alle forbrug op til 75.000 m³ årligt, se også den blå boks om bloktariffen.



Figur 3, at tarifudviklingen på distributionsniveau (Evida) forventes at stige en del i alle scenarier og især markant i "lavt forbrug"-scenariet.

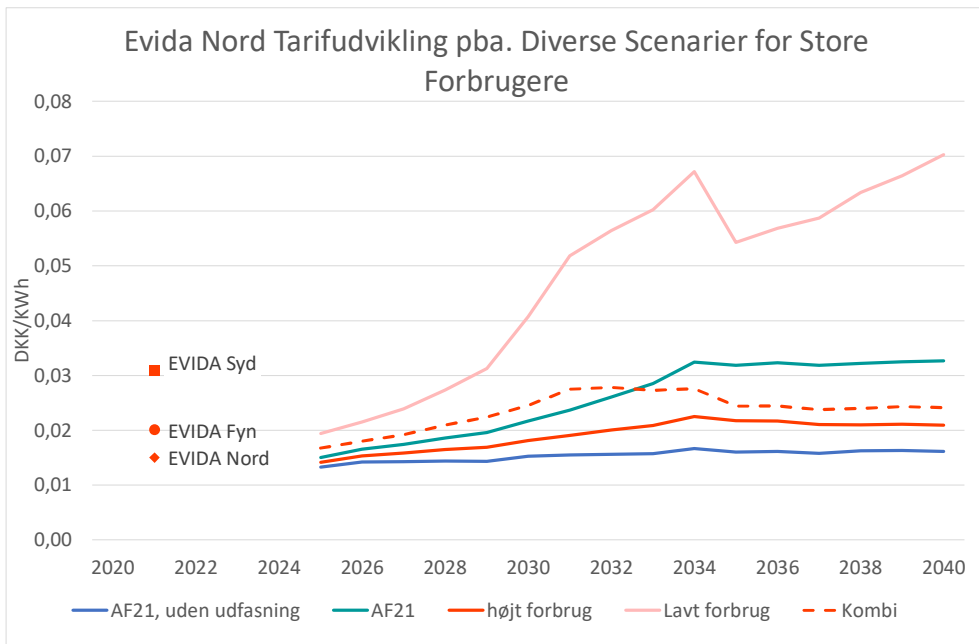
I 2020 udgjorde indtægten fra husholdningerne knap 60 pct. af Evidas samlede indtægter⁴. Hvornår og hvordan udfasningen af gas til individuel opvarmning sker, har derfor stor indflydelse på tarifferne. Dette bekræftes af "lavt forbrug"-scenariet, hvor det antages, at gasforbruget i industri og erhverv som minimum halveres samtidig med, at der sker en fuld udfasning af gas til individuel opvarmning i 2030. I dette scenarie kan tariffen blive 3-4 gange så høj i 2030 og op til syv gange så høj frem mod 2040.

For de andre scenarier kan tariffen stige 2-3 gange frem mod 2040, hvilket for husholdningstarifferne svarer til tariffen hos det nuværende Evida Fyn. Dette er imidlertid ikke helt gennemgående. For de største forbrugere vil tariffen overstige Evida Syd-tariffen, som ellers er den højeste tarif i Evida for 2020, jf. Figur 4. En oversigt over Evidas forskellige kundegrupper ses i



Figur 8, s. 13.

⁴ "Tarifanalyse gasdistribution", rapport af Evida, februar 21, 2020

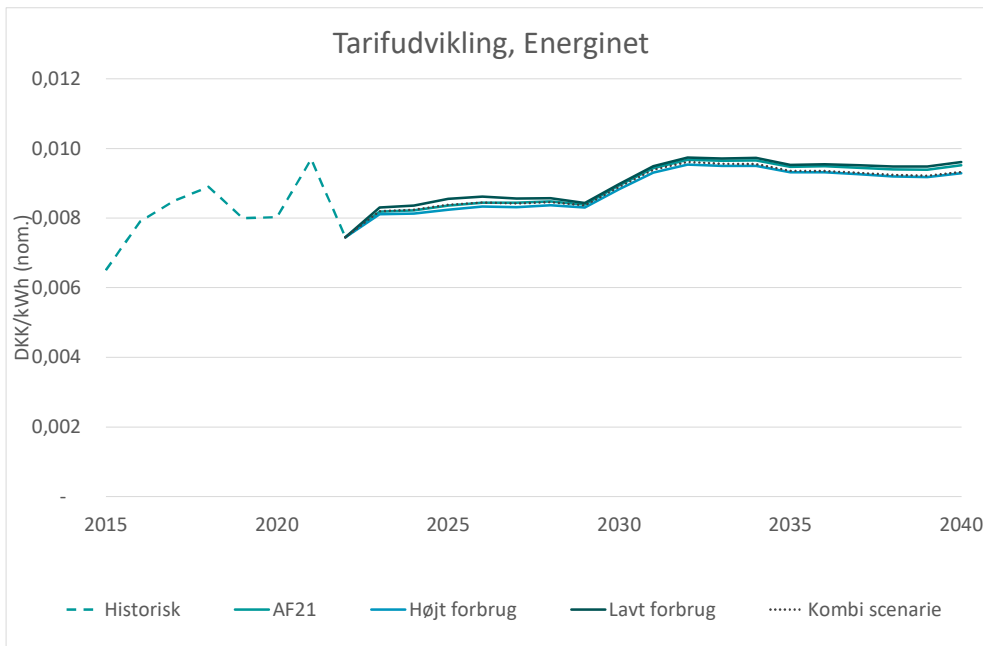


Figur 4⁵: Udviklingen i distributionstariffen for de store erhvervskunder med forbrug mellem 300.000 og 35 mio. m³ gas, givet de forskellige scenarier

Transmissionstariffen

Forudsætningerne og omkostningsantagelserne i scenarierne for Energinet bygger på seneste offentliggjort viden, herunder estimer for Baltic Pipe, behovsanalysen samt en variation af AF2020 i forhold til flow-fordeling til følsomhedsberegninger. Energinet overgår pr. 1. januar 2023 til indtægtsrammeregulering. Detaljerne i reguleringen er ikke kendt, og derfor er tariffremskrivningen under antagelse af den nuværende hvile-i-sig-selv regulering, jf. også nedenstående afsnit om følsomhed.

⁵ I figur 3 og 4 fremgår et knæk i kurverne omkring 2034, det skyldes udfasningen af 8-øres tariffen, som beskrives på s. 14.



Figur 5: Energinets tariffer, historisk og forventet i henhold til gasstrategiens scenarier

Af Figur 5 fremgår det, at tarifferne på transmissionsniveau (Energinet) vil stige, men ikke så markant som distributionstarifferne. Ligeledes får de forskellige scenarier begrænset betydning for tarifudviklingen. Dette skyldes, at selvom størrelsen på de transporterede gasmængder påvirker transmissionstariffen, har transit en betydelig større effekt på transmissionstariffen end det danske forbrug, som er altafgørende for distributionsselskabet.

For transmissionstariffen bliver transitmængderne via den kommende Baltic Pipe den absolut mest betydningsfulde faktor, eftersom Baltic Pipe kommer til at stå for godt 74 pct. af de gasmængder, som kommer til at flyde gennem det danske transmissionssystem.

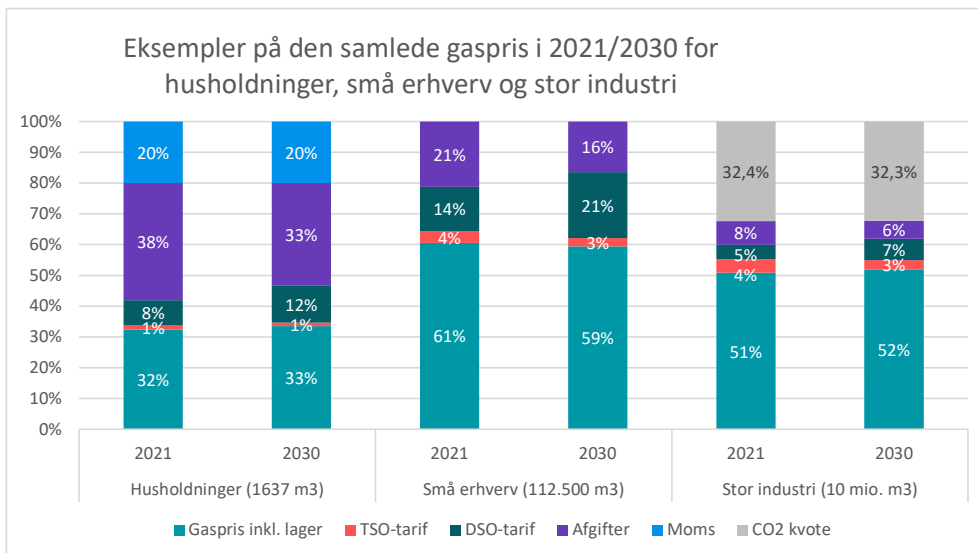
Tariffernes betydning for den samlede gaspris

Gaskundernes samlede gasafregning består ikke kun af tariffer og gasprisen, men også af afgifter og moms for husholdningerne. Det antages i det efterfølgende, at lageromkostninger indgår i gasprisen.

For husholdningskunderne i 2021 udgør tarifferne lige omkring 9 pct. af den samlede gaspris, hvilket er på samme niveau som for store industrikunder og mindre end for små erhverv.

Det fremgår også af Figur 6, at selvom distributionstariffen kommer til at stige, får den begrænset betydning i forhold til den samlede regning for stor industri. Det skal dog ses i kontekst af, at det forventes, at CO₂-kvotepriserne kommer til at have en endnu større effekt på de store industrikunders gaspriser. For husholdninger og

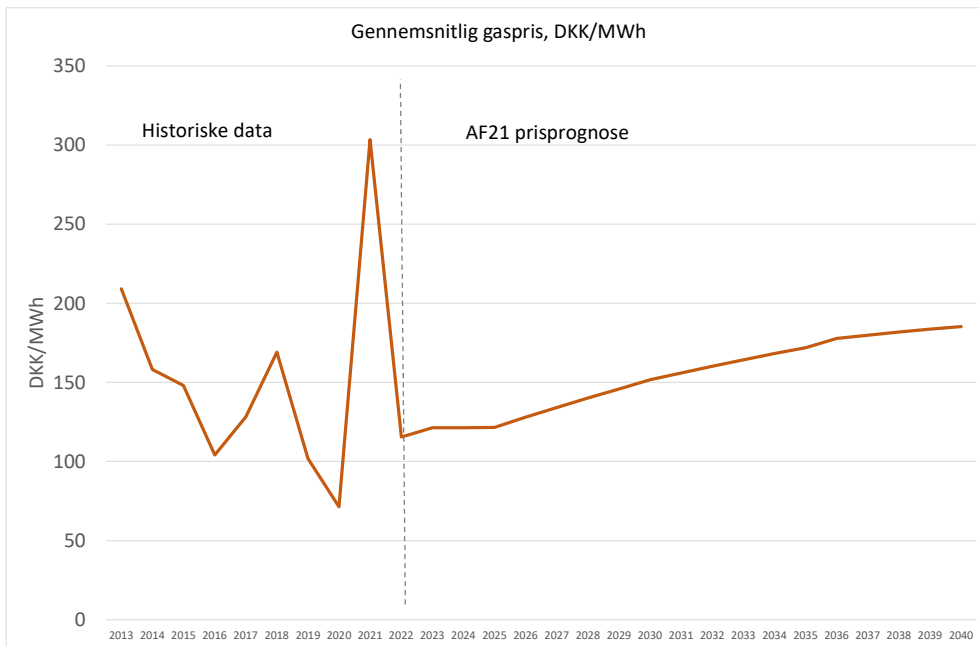
mindre erhverv kommer stigningen i distributionstariffen til at kunne ses tydeligere på den samlede gasprisregning. Dog vil det fortsat være afgiften, som fylder mest for husholdninger samt særlige udsving i gasprisen.



Figur 6: Udviklingen i den samlede gaspris for husholdninger, små erhverv og store industrikunder, under forudsætning af tariffudviklingen bliver, som forventet ifølge basisscenariet (AF21). Anm: Gasregningen udregnes med udgangspunkt i Evidas Nordts tariffer. I forhold til de samlede gaspriser er der taget udgangspunkt i Gasprisguiden, forventede prisudviklinger for hhv. gaspriser og CO2-kvotepreiser i AF21. Derudover antages uændrede afgifter. Gaspris inkl. lager betyder, at der ikke er tillagt særskilte omkostninger til lager, da det antages, at disse omkostninger allerede er inkluderet i prisen, når gassen udbydes til hhv. forbrugere eller på gasbørsen. Kilde: Energistyrelsen og Evida

For store industrikunder har distributionstariffen ikke tidligere været det største omkostningselement på den samlede gasafregning. Det vil den fortsat ikke være, men når tariffene stiger, kan tarifomkostninger stadig forventes at få en vis betydning for konkurrenceevnen hos de virksomheder, der producerer til det europæiske og globale marked. Gasprisen på den nordiske gasbørs følger i høj grad prisen på det globale marked, og derfor vil markante svingninger i gasprisen påvirke danske virksomheder på nogenlunde samme måde som deres internationale konkurrenter. Tariffen kan i højere grad forventes at påvirke den lokale gasprissammensætning, hvorfor tariffen kan få større betydning for konkurrenceevnen.

Gasprisen i Figur 6: Udviklingen i den samlede gaspris for husholdninger, små erhverv og store industrikunder for småerhverv og stor industri bygger på projekterede gaspriser i *Analyseforudsætningerne for Energinet 2021 (AF21)*. Jf. Figur 7. har gasprisen fluktueret med over 100 pct. i løbet af de seneste 10 år.



Figur 7: Udviklingen i den handlede gaspris, Energy exchange-traded funds (ETF) og den forventede gasprisudvikling ifølge analyseforudsætningerne. Bemærk den ekstra høje gennemsnitspris for 2021.

I 2020 var gasprisen usædvanligt lav, mens gasprisen i december 2021 var 6 gange så høj som den var i 2020, og ca. 3,5 gang så høj som gennemsnittet for de seneste 10 år.

Elementer der påvirker tariffen

Der er flere elementer, som påvirker den fremtidige selskabsøkonomi for både transmissions- og distributionsselskaber. Fremadrettet drejer det sig om det fremtidige forbrug i Danmark og konkurrenceforholdene for transport af gas og nye teknologier. Derudover påvirkes den fremtidige økonomiske situation, og dermed tariffen samt selskabernes handlemuligheder, også af tidligere beslutninger.

Transmissions- og distributionsselskaber er typisk meget kapitaltunge selskaber grundet de store initiale investeringer i rør og andet materiel, som normalt har en lang teknisk levetid, og derfor kan afskrives over lang tid.

Tariffen for transport af gas afgøres, som tidligere beskrevet, ikke ud fra de almindelige markedsregler, hvor udbud og efterspørgsel afgør prisen, men i højere grad ud fra den overordnede simple beregning: $\text{Tarif} = \text{omkostninger/volumen}$. Derfor kan man forsimplet sige, at prisen (tariffen) falder med øget volumen og stiger med øgede omkostninger.

Særligt på transmissionsniveau kan der dog være tale om en vis grad af konkurrence. Det skyldes, at shippers (transportkunder) kan vælge at følge



forskellige ruter afhængig af tariffen hos forskellige TSO'er. Det kan eksempelvis gælde for transportkunder, som enten har valget mellem at transportere gas fra Norge til Tyskland via rør til Holland og derfra til Tyskland, eller via Danmark til Tyskland. Derudover kan tariffen i nogle tilfælde blive så høj, at nogle forbrugere helt vælger at bevæge sig væk fra gas og over til et andet brændsel. Dette er tidligere i rapporten beskrevet som en nedadgående spiral på gasforbruget.

Distributions- og transmissionsselskaberne kan delvist påvirke volumen via sine tariffer og tarifdesign, så høje tariffer ikke jager betalende kunder væk. I Danmark har dette hidtil ikke været opfattet som relevant. Øgede tariffer kan dog have en selvforstærkende effekt jf. ovenfor.

Hvilke omkostninger har størst betydning?:

Faktaboks om omkostningstyper

Omkostningerne hos distribution- og transmissionsselskaberne (DSO og TSO) omtales ofte som Capex (kapital/anlægsomkostninger) og Opex (driftsomkostninger).

Eftersom gasinfrastrukturselskaberne er meget kapitalintensive, har kapitalomkostningerne væsentlig betydning for de samlede omkostninger. Det gælder prisen på kapital, altså renten, og hvor lang tid omkostningerne spreder sig ud (afskrivningsperioden).

Renten: Er typisk relativt lav grundet sikkerheden i produktet.

Afskrivningsperioden er typisk en lang periode grundet monopolstatus med sikkert aftag. For monopolregulerede energiselskaber opereres der i Danmark typisk med afskrivningsperioder grænsende til den tekniske levetid, jf. eksempelvis bekendtgørelse nr. 768 om indtægtsrammer og åbningsbalancer for naturgasdistributionsselskaber af 23. juni 2016. Der er altså tale om meget lange afskrivningsperioder for at sikre, at nutidige forbrugere ikke skal betale for fremtidige forbrugeres forbrug. I en tid med aftagende forbrug i gassektoren kan det overvejes om dette princip fortsat er det rigtige. Gasdistributionsselskaber har dog under nogle forudsætninger mulighed for at ansøge Forsyningstilsynet om at ændre afskrivningsprincip og afskrivningsperiode.

Driftsomkostningerne kan også være betydelige af forskellige årsager – herunder behov for kundesupport og analysearbejde.



Tarifdesign⁶

Tariffer og tarifdesign fastlægges af distributions- og transmissionsselskaberne inden for lovens rammer, og tarifmetoderne godkendes efterfølgende af Forsyningstilsynet.

Der tales typisk om to slags tariffer, en kapacitetstarif og en volumentarif.

Kapacitetstariffen er en tarif, der handler om at få plads i systemet, til at transportere sin gas på et givet tidspunkt. Kapacitetstariffen kan designes på mange måder, men relaterer sig i Danmark og resten af Europa til særlige punkter⁷. Man betaler for, at man inden for en given periode (fx 1 år, en måned eller en dag) hver eneste time, kan transportere en given mængde gas gennem det pågældende punkt. Man behøver ikke at *bruge* sin kapacitet, men skal typisk inden gasdøgnet start booke sig ind i de punkter, hvor man har kapacitet og derved markere, hvor meget af den købte plads, man faktisk bruger. For at balancere, skal man både booke et entry og et exit punkt.

Volumentariffen bruges i dag i elmarkedet og i gasdistribution. Volumentariffen er en egentlig betaling for den præcise mængde, som transporteres gennem systemet for den enkelte transportkunde.

Historisk

Gastransmissionssystemerne i Europa har historisk haft 100% kapacitetstarif grundet behovet for god udnyttelse af kapaciteten og mulighed for at flade gasforbruget ud over længere tid. Det er i modsætning til i el-systemet, hvor produktion og forbrug skal hænge nøje sammen inden for samme øjeblik. I andre lande er der fortsat 100 pct. kapacitetstariffer, som tidligere var på meget lange kontrakter, som 10 år eller mere.

Distributionssystemet har omvendt haft 100% volumentarif, da hovedformålet var at levere til slutkunder, hvoraf en del var husholdninger uden evne og lyst til at forudsige eget forbrug. Desuden er gassystemet præget af sæsonforbrug.

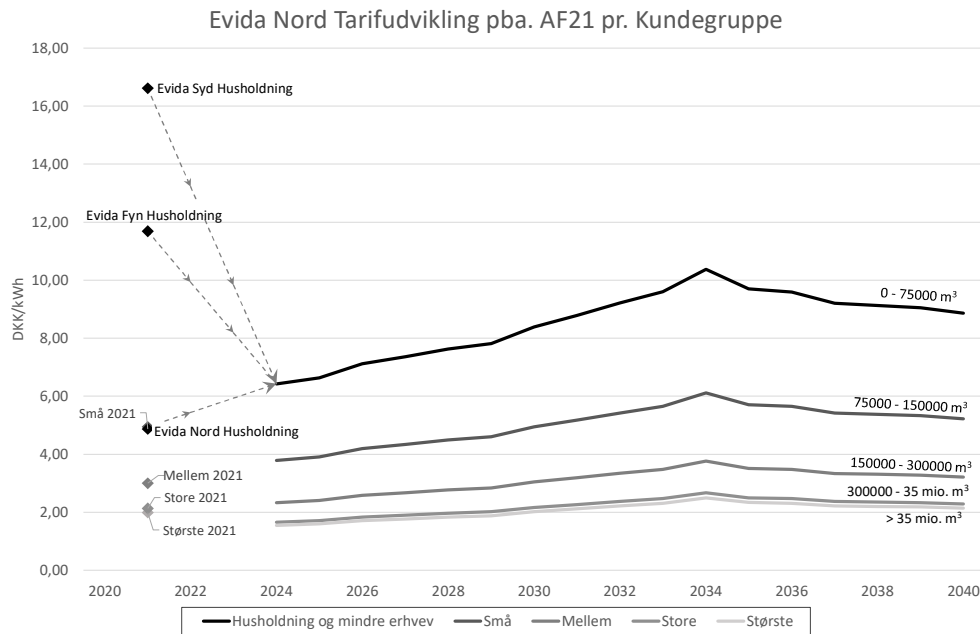
Tarifdesign for distribution

I distributionssystemet er tarifmodellen en volumenmodel, men med en slags mængderabat i form af bloktariffen, som beskrives nedenfor. Af

⁶ Nedenstående tekst gentages og uddybes i bilag 1 af hensyn til de særligt nysgerrige læsere.

⁷ I Danmark har gastransmissionssystemet fx punkterne: Nybro, Ellund, JBZ (fælles balancezone med Sverige, dvs. gasforbrug i Danmark og Sverige) og RES entry (opgraderet biogas i det danske gasdistributionssystem). Desuden er der to virtuelle handelspunkter og et lagerpunkt jf.

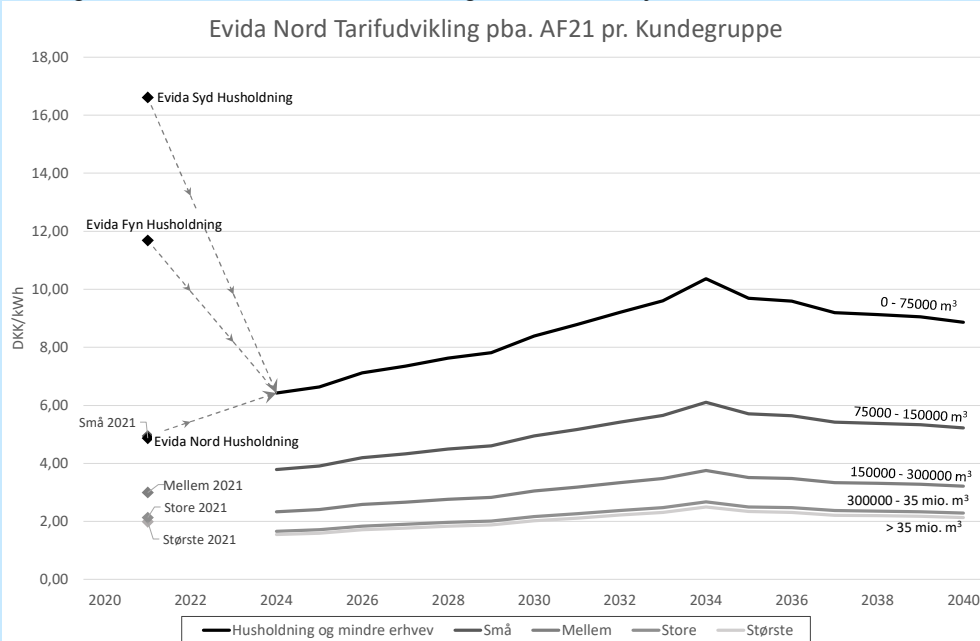
<https://energinet.dk/Gas/Gasmarked/Gasmarkedsmodel>



Figur 8 fremgår det, hvordan bloktariffen fungerer. Det fremgår også, at niveauforskellene fastholdes i fremskrivningen, således at væksten i tarifferne relativt set vil være den samme.

Faktaboks om bloktariffen

Tarifberegningen for bloktariffen foregår således, at alle forbrugere betaler den høje tarif for de første 0-75.000 m³. Herefter betales en anden og lavere tarif for forbruget mellem 75.000-150.000 m³ og så fremdeles jf.

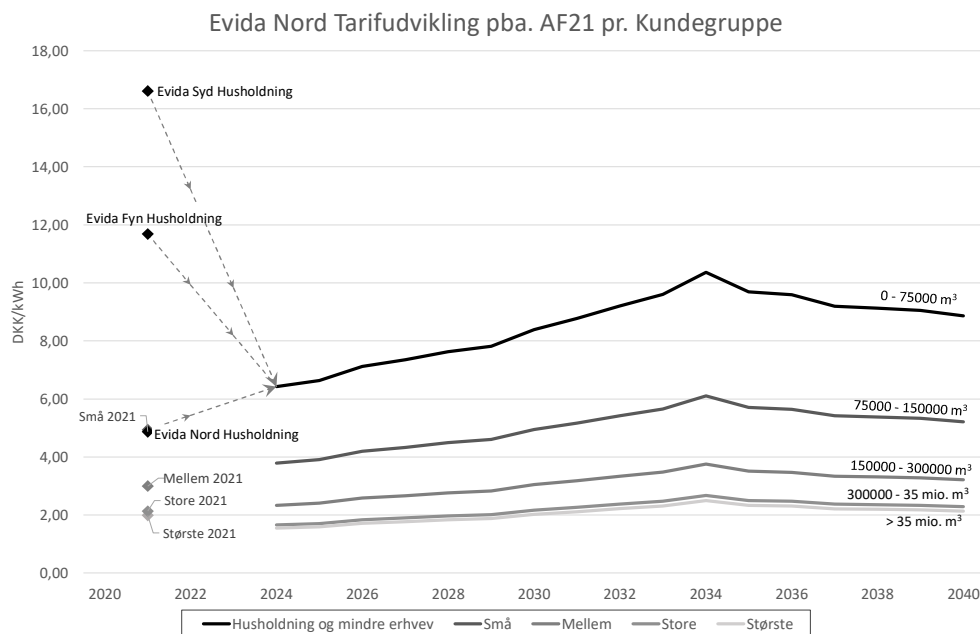


Figur 8 .



Formålet med bloktariffen er blandt andet at have omkostningsægte tariffer. Tanken er, at den marginale omkostning falder med et øget forbrug.

En fordel ved bloktariffen er, at den marginale pris netop er højere for kunder, med et lavt gasforbrug – såsom husholdninger, små-erhverv og kraftvarmeværker, som hovedsageligt byder ind med systemydelser til el-nettet. Disse kunder er ofte dyrere for gassystemet, da de kræver fleksibilitet i form af tryktilpasninger.



Figur 8: Bloktariffen, eksemplificeret via Evida Nord

Volumentariffen passer godt ind i et system, hvor hovedformålet er at forsyne og levere fleksibilitet for forbrugeren særligt på kort sigt jf. faktaboksen om tarifdesign og bilag 1. Distributionssystemets tarifmodel med volumentarif og bloktarif er imidlertid designet til et system med mange små kunder (husholdningskunderne), der har en sæsondrevet forbrugsprofil, og hvor systemet udelukkende skal betjene gasforbrugere. I fremtiden forventes sæsonprofilen at blive mindre udtalt, og det samlede gasforbrug forventes at falde, særligt blandt de små forbrugere. Samtidig skal der også leveres transport af decentralt produceret gas, hvilket kræver nye investeringer i systemet og giver nye driftsomkostninger for at balancere gassen i de lokale områder.

Faktaboks om 8-øres tarif

Nye store kunder hos Evida, som f.eks. Aalborg Portland og Nordic Sugar, har haft muligheden for at blive tilbudt 8-øres tariffen, som er en fast tarif på ca. 8 øre/m³ i 10 år. Det kræver dog, at kunderne opfylder visse betingelser, eksempelvis at kunden selv betaler etableringsomkostningerne til gassystemet. Formålet med den reducerede faste tarif er, at store kunder tager tilslutningsrisikoen ved selv at



foretage tilslutningsinvesteringen, mod at de efterfølgende får en betydelig rabat på tariffen.

Det har betydning for udviklingen i den gennemsnitlige tarif, hvor stor en del af forbruget der udgøres af kunder med 8-øre tariffen. Ved en stor andel af disse 8-ørekunder vil der kunne ses et fald i den gennemsnitlige tarif, når perioden med 8-ørestariffen slutter, og disse kunder overgår til en højere ordinær bloktarif. Det forklarer i øvrigt det knæk, som ses i figur 3 og 4 jf. fodnoten. 8-øretariffen har videre givet nye kunder incitament til at blive ved med bruge gassystemet, for at investeringen til etableringsomkostninger opvejes af 8-øres tariffen i fremtiden. Det giver samtidig et mindsket incitament til delvist at omstille til brugen af andet energiinput såsom el.

8-øres tariffen forventes ikke fremadrettet at bidrage med det ønskede incitament for forbrugerne og samtidig være en integrerbar del af en tarifstruktur, som understøtter fremtidens gasdistributionssystem. Evida har derfor besluttet at igangsætte en udfasning af 8-øres tariffen som en mulighed for nye, store kunder.

Transmission om valg af tarifdesign

Energinet er i gang med at ændre sin tarifmetode, der ventes at træde i kraft pr. 1. oktober 2022. De forventede ændringer er følgende:

- Afskaffelse af volumentariffen
- Rabat ved kapacitetsbookinger over 5 år
- Afskaffelse af gasåret til tarifopkrævning

Ønsket om at afskaffe volumentariffen sker på baggrund af Tariff Network Code (Network code on harmonised transmission tariff structures for gas). Ifølge netværkskoden skal indtægten primært generes gennem kapacitetstariffer, men kan undtagelsesvis dækkes delvist af en volumentarif. Denne skal dog i det tilfælde hovedsagelig dække omkostninger, som er drevet af gasflows.

På baggrund af Forsyningstilsynets og ACER's bemærkninger til godkendelse af den nuværende tarifmetode i 2019, er det dermed Energinets vurdering, at det ikke vil være muligt at opkræve en volumentarif fremadrettet.

Afskaffelsen af volumentariffen vil have en markant effekt på den økonomiske risiko hos Energinet. Tidligere var det 30% af omkostningerne, der skulle dækkes af volumentariffen, og dermed var flow afhængig. Ved godkendelse af denne ændring vil det være 0%. Det medfører en større forudsigelighed i indtægter og mindre risiko ift. de faktisk transporterede mængder.



Nye problemstillinger som kan udfordre det eksisterende tarifdesign

Som følge af den grønne omstilling forventes gassystemet i dag og i fremtiden at stå over for flere strukturelle ændringer, som kan påvirke tariffen. Tariffen påvirkes overordnet set i en opadgående retning som følge af det generelle fald i det danske gasforbrug og særligt det faldende forbrug blandt individuelle varmekunder. Derudover påvirkes tarifferne også af andre forbrugsændringer samt omstillingen fra fossil naturgas til grøn biometan.

Gassystemet blev oprindeligt etableret til at transportere gas fra Nordsøen, som blev leveret med højt tryk, som derefter reduceredes til et lavere tryk undervejs i transporten ud til gasforbrugerne.

I dag tilføres den stadigt øgede biogasproduktion gassystemet decentralt ude i lokale distributionsområder, hvor der i dag er kapacitet, men hvor det i fremtiden ikke nødvendigvis er muligt at aftage gassen. Det giver lige som for el-nettet en udfordring lokalt i gassystemet ved, at der ikke altid kan forventes balance mellem produktion og forbrug af gas. Konkret kan der opstå behov for at komprimere gassen til højere tryk via tilbageføringsanlæg, og derfra transportere den overskydende gas ud til andre steder i gassystemet, hvor der er efterspørgsel på den grønne gas.

Tilslutning af mange nye biogasanlæg overalt i distributionssystemet tilfører nye store mængder af vedvarende energi til det tidligere fossile centrale gassystem. Fremtidens gasforbrug skal være grønt, hvorfor der også er behov for injiceringen af opgraderet biogas (biometan). For gasdistributionssystemet er udfordringen imidlertid, at injiceringen af den grønne gas tilfører nye omkostninger til gasdistributionssystemet uden samtidig at tilføre nye indtægter. De nye udgifter består dels af investeringer i forstærkninger af systemet såsom forbindelsesledninger mellem gasområder, dels øgede udgifter til tryksætning.

Stadigt mere begrænset aftag af gas fra kraftvarmeværker resulterer i stadigt færre indtægter fra kraftvarmeværkerne. Da der imidlertid fortsat er behov for, at der stilles kapacitet til rådighed – forbrug eller ej, kan dette blive en udfordring for Evida. Evida er forpligtet til at drive systemet, således at kraftvarmeværkerne kan benytte anlæggene hele året, hvis værkets driftsforhold tilsiger det. Dette selvom værket alene aftager gas nogle få dage om året og blot på en delmængde af deres gasforbrugende anlæg.

De sjældent benyttede kapaciteter tilsluttet distributionssystemet kan medføre fordyrende forhold til gassystemet. Det skyldes, at gassystemet skal stille en kapacitet til rådighed for anlægget, som passer til anlæggets mulige behov. Derved beslaglægges kapacitet, som kunne være disponeret til eksempelvis procesvirksomhed, der med et højt antal timer i drift vil bidrage med højere



tarifbetalinger. Derudover medfører trykkravene ude i systemet, at det kan være vanskeligt at indpasse opgraderet biogas i det lokale distributionsområde.

Det er endnu ikke klarlagt, hvor stor denne udfordring egentlig er, da det også vil afhænge af, hvilke kraftvarmeværker som ønsker at indgå i fleksibilitetsmarkedet, og hvordan disse værker spiller ind i det samlede kapacitetsbehov omkring deres geografiske placering.

Omkostninger til tryksætning er steget. Gas transporteres ved hjælp af tryk. Ved højt tryk transporteres mere gas hurtigere end ved lavt tryk. Tidligere var driftstryk nærmest gratis, da hele gassystemet var designet med et flow, der alene gik i en retning og med et fald i trykniveau fra transmissionssystemet til fordelingsystemet til distributionsområdet.

Med udbygningen af biogas og injiceringen af biometan i distributionssystemet ved lavere tryk, er der tilsvarende kommet et behov for trykøgning inde i distributionssystemet. Det har dels krævet investeringer i kompressorer, men betyder også løbende omkostninger til tryksætning.

Samlet betyder det, at kapacitetsforpligtelser, der medfører behov for et højt driftstryk, får betydning for økonomien i gasdistributionssystemet. Eviden har anslået, at der med de nuværende biogastilslutninger forventes komprimeringsomkostninger svarende til omkring ~18 mio. kr. årligt alene til elforbrug i 2022⁸. Derudover er der yderligere indirekte omkostninger ved at drive systemet ved et højere tryk end nødvendigt. Ved at sænke trykket vil det derfor være muligt at opnå økonomiske fordele af drift ved lavere belastning.

Hvad påvirker tariffen og hvordan?

Scenarierne påvirker som sagt distributions- og transmissionstarifferne i forskellig grad. Ved hjælp af følsomhedsanalyser undersøges det, hvilke usikkerheder, der er størst i forhold til tariffen. Derudover analyseres det også, om der kan gøres noget for at påvirke risikoen for alt for høje tarifstigninger.

Følsomheder på distributionstariffen

I alle forbrugsscenarierne er der en forventning om, at distributionstariffen stiger markant for alle kundegrupper. Derfor er det relevant at undersøge, hvad der har størst betydning for den forventede vækst i distributionstariffen. Der vil i det følgende foretages en uddybning af flere følsomheder, flest med fokus på ændringer i volumen, altså mere eller mindre transporteret gas i systemet. Desuden laves der en følsomhed på betydningen af afskrivningsperioden.

⁸ Det skal bemærkes, at der er usikkerheder forbundet med dette estimat, da det bl.a. baserer sig på antagelser for el-prisniveauet og behovet for komprimering af gassen i systemet.



Faktaboks med beskrivelse af følsomheder

Følsomhederne er beregnet med udgangspunkt i den distributionstarif, som er udregnet i gasstrategiens basisscenarie (AF21), herefter kaldet basistariffen. Derefter er det udregnet, hvor meget højere eller lavere tariffen ville være blevet end basistariffen, hvis udviklingen følger følsomhedsscenariet. Alle følsomheder er udregnet som tillæg til basisscenariet, det vil sige, at eksempelvis "AF21, uden udfasning" inkluderer det samme forbrug som i AF21, bortset fra husholdningernes forbrugsmængder, som antages at være de samme, som de var i 2020. Herved udregnes betydningen af, at husholdningerne udfases af systemet.

Volumenscenarier:

AF21, uden udfasning: følsomhedsscenariet udtrykker basisscenariet, hvor husholdningerne ikke udfases, og det antages, at husholdningernes gasforbrug fortsætter med at være det samme som i 2020

Fuld udfasning i 2030: følsomhedsscenariet udtrykker basisscenariet, men hvor alle husholdninger antages udfaset i 2030.

Fuld udfasning i 2035: følsomhedsscenariet udtrykker basisscenariet, men hvor alle husholdninger antages udfaset i 2035.

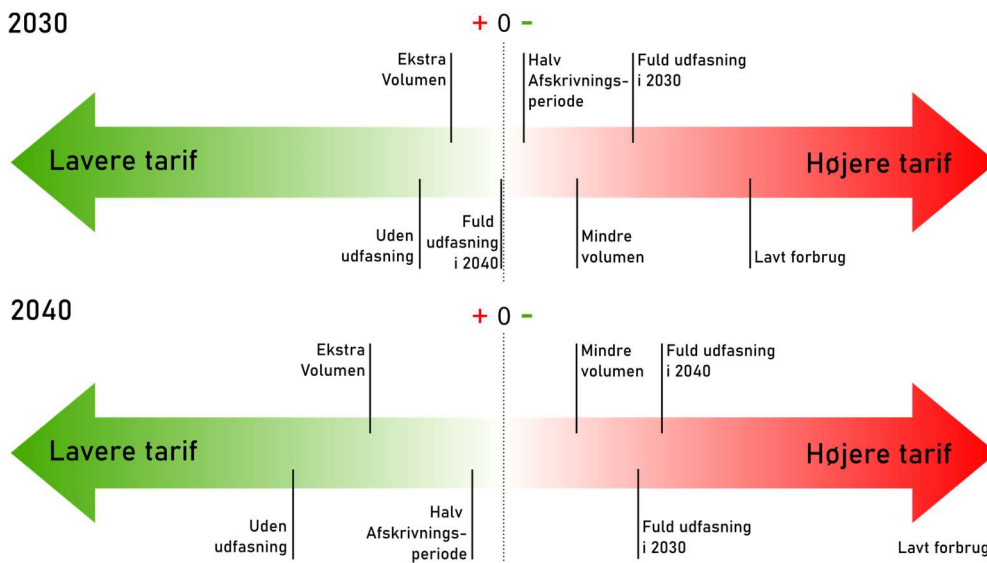
Fuld udfasning i 2040: følsomhedsscenariet udtrykker basisscenariet, men hvor alle husholdninger antages udfaset i 2040.

AF21_Ekstra_volumen: følsomhedsscenariet udtrykker samme gasforbrug, som i AF21, men tillagt et ekstra forbrug hos kundetyper Erhverv, svarende til forskellen mellem husholdningernes forbrug i "AF21" og "AF21_uden udfasning". Formålet med følsomheden er at se betydningen på tariffen af husholdninger som forbrugere sammenlignet med erhverv, som forbrugere.

AF21_mindre_volumen: følsomhedsscenariet udtrykker den samme ændring i gasforbruget som "Fuld udfasning i 2030", men fjernet fra kundetyper erhverv i stedet for kundetyper husholdninger – samme princip som for "AF21_Ekstra volumen".

Afskrivning:

AF21_kort_afskrivning: I følsomhedsscenariet antages det, at alle afskrivningsperioder for alle aktiver halveres.



Figur 9: Opsummering af følsomheder, oversigt over, hvilke følsomheder, der påvirker tariffen mest i forhold til grundscenariet

Figur 9 viser effekten på tariffen, som følge af følsomhederne. Det fremgår også, at effekten kan ændres over tid. Nogle effekter forstærkes over tid, eksempelvis øges forskellen i tariffen for AF21 og "AF21, uden udfasning" fra 2030 til 2040. I andre tilfælde aftager tarifeffekten, som ved fuld udfasning af husholdningerne i 2030, mens følsomheden omkring afskrivninger giver en højere tarif på kortere sigt og en lavere tarif på længere sigt, jf. underafsnittet omkring afskrivningsperioden.

Det fremgår også af Figur 9, at de scenarier/følsomheder, som har den absolutte største effekt på tariffen, er gasstrategiens "lavt forbrug"-scenarie, hvor gasforbruget reduceres på alle fronter. Modsat holdes tariffen nogenlunde konstant under følsomheden for "AF21, uden udfasning"- hvor husholdningerne ikke udfases. I Figur 9 giver det sig til udtryk i en lavere tarif sammenlignet med tarifudviklingen for AF21-tariffen.

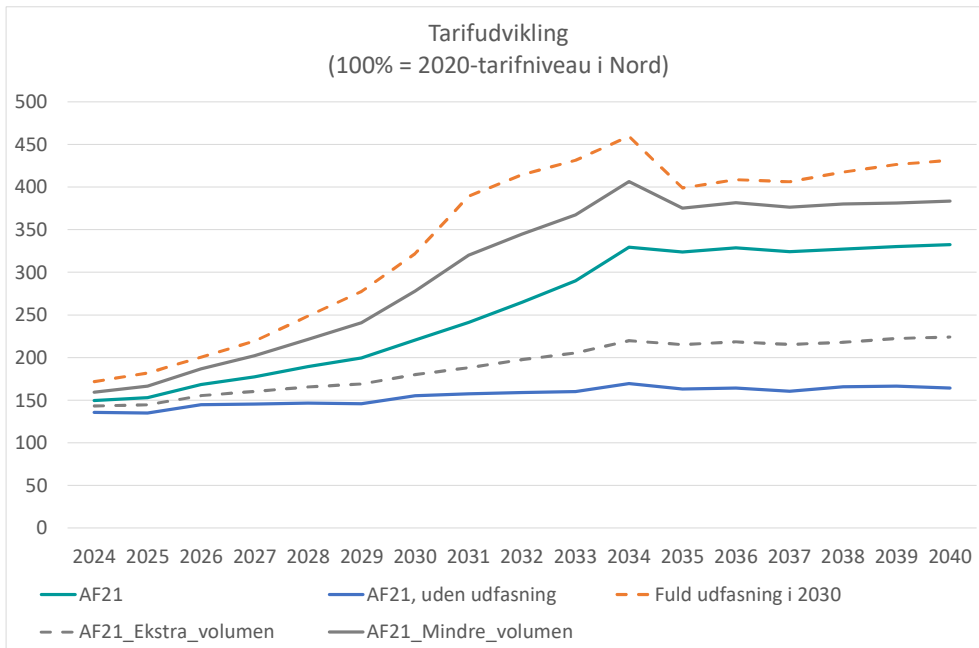
Det skal bemærkes generelt, at tarifudviklingen er baseret på antagelser om fremtidigt forbrug, antal forbrugere og forventninger til omkostninger. Derfor må der forventes en del usikkerheder på fremskrivningerne af tarifniveauet, særligt når der ses helt ud i 2040.

Dertil beregnes tariffen ud fra en "alt andet lige"-betragtning, hvor det antages, at distributionsselskabet, Evida, reguleres på samme måde som i 2020 og indtægtsrammen derfor skal beregnes på samme vis. Samtidig antages samme tarifmodel, som i 2020.

Derfor skal resultaterne i alle scenarier og følsomhedsanalyser forstås og vurderes med det forbehold, at usikkerheden selvsagt øges, jo længere frem i tid vi ser.

Volumen er ikke kun volumen

Netop tarifeffekten fra volumen og husholdningernes status har betydning for forståelsen af Evidas tarifmodel.



Figur 10: Tarifeffekter for variationer på volumen af husholdningskunder sammenholdt med erhvervskunder.

I Figur 11 fremstår basisscenariet sammenlignet med tarifudviklingen for henholdsvis et volumenscenarie, hvor husholdningerne ikke udfases (AF21, uden udfasning), og et scenarie hvor alle husholdninger antages udfaset i 2030 (Fuld udfasning i 2030). Samme volumener er så i stedet henholdsvis tillagt erhvervsforbruget i "AF21_ekstra_volumen"-følsomheden og fjernet fra erhvervsforbruget i "AF21_mindre_volumen"-følsomheden.

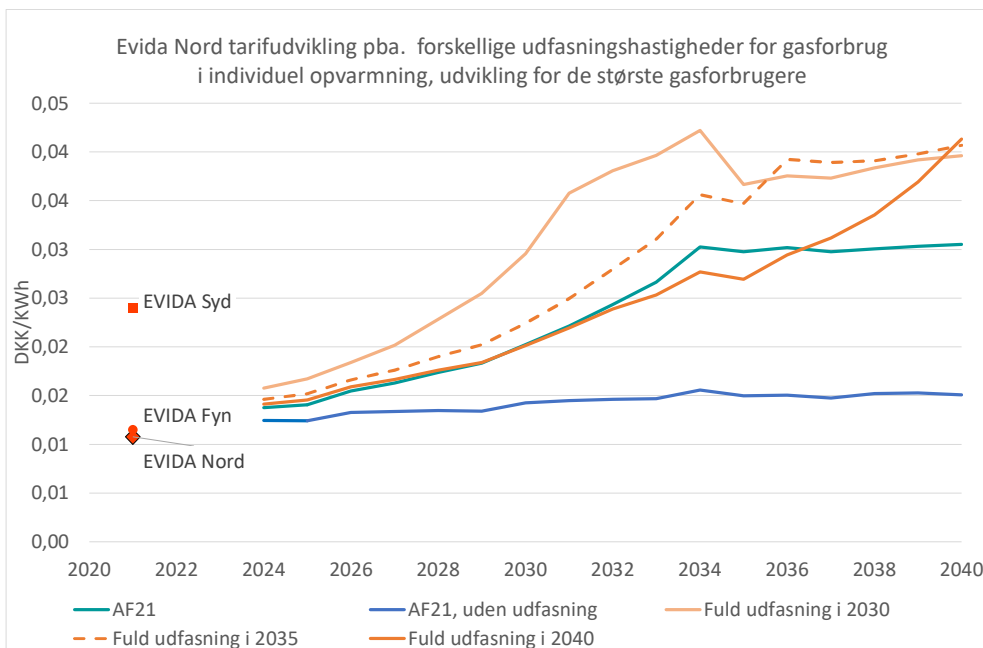
Flere konklusioner kan udledes af Figur 11. Først og fremmest fremgår det, at et øget forbrug i erhverv svarende til det reducerede forbrug i husholdningerne ikke synes at kunne opveje det tab i indtægt, og dermed tariffen, som tabet af husholdninger medfører. Desuden kan det udledes, at distributionstariffen med nuværende tarifdesign, vil kunne holdes nogenlunde konstant, hvis husholdningerne ikke udfases.

Der er flere forklaringer på dette resultat. Først og fremmest betaler den gennemsnitlige erhvervskunde en lavere gennemsnitstarif end den gennemsnitlige husholdningskunde grundet bloktariffen, samtidig kan der grundet 8-øres tariffen være en reducerende effekt af særligt den ekstra volumen på erhverv. I figuren ses desuden effekten af udfasningen af 8-øres tariffen i form af et knæk på kurven. Det ses, at jo mindre højt betalende gasmængder, jo større knæk, når de store erhvervskunder går væk fra 8-øres tariffen.



Endelig kan der være flere omkostninger forbundet med gruppen af husholdningskunder, som kan være svære at udfase over kort tid. Dette må samlet set forventes at medføre en forskel i volumeneffekten afhængigt af forbrugstypen.

For at komme nærmere en forståelse af betydningen af husholdningernes forbrug er desuden regnet følsomheder på tariffen som følge af forskellige valg af slutdatoer for husholdningernes gasforbrug.



Figur 11: Forventet tariffudvikling på baggrund af forskellige udfasningshastigheder for gasforbrug i individuel opvarmning.

I alle følsomhederne antages en lineær udfasning af husholdninger frem mod hhv. 2030, 2035 og 2040. Det fremgår af Figur 11, at tariffen må forventes at ende på et markant højere niveau i alle tilfælde med fuld udfasning af husholdningerne, set i sammenligning med forbrugsudviklingerne for AF21 og "AF21, uden udfasning". Det fremgår også, at udfasningstempoet har markant betydning for tariffen på kortere sigt, hvor en hurtig udfasning af husholdningerne forventes at give en substantiel stigning i tarifferne frem mod 2030 og tiden efter.

I forhold til det længere sigte, er det vigtigt at understrege usikkerhederne på længere sigt og betydningen af modelopbygningen samt de bagvedliggende antagelser. Her kan det bl.a. fremhæves, at der i fremskrivningerne ikke tages udgangspunkt i aktive omkostningsreduktioner, hvilket ellers må forventes at have en effekt på tarifferne.



Aktiv og passiv udfasning af husholdningskunder

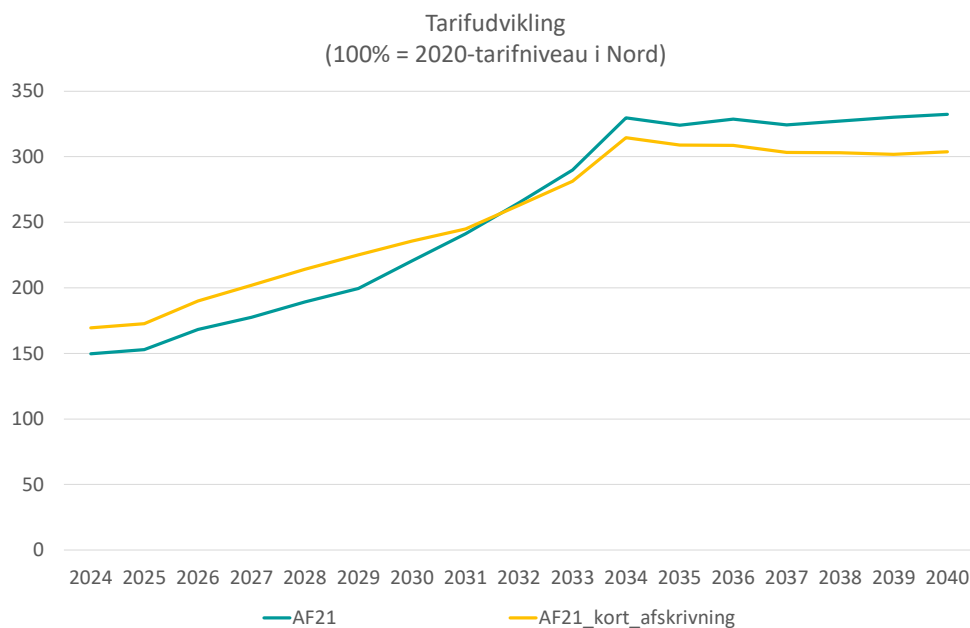
Tarifberegningerne er alle foretaget ud fra en forventning om, at det ikke er muligt at foretage en planlagt udfasning af husholdningernes forbrug. Eftersom aldersfordelingen på gasfyr er nogenlunde den samme overalt i landet må det også forventes, at en ikke-planlagt udfasning vil resultere i en spredt eller drypvist udfasning overalt i alle distributionsområder.

Der er allerede nu lavet indledende beregninger for værdien og betydning af en mere planlagt udfasning. Resultaterne er imidlertid meget usikre, hvorfor der ikke er nogen konkrete resultater at tage fat i. Det er dog vurderet, at der kan være et reelt besparelsespotentiale ved en mere planlagt udfasning resulterende i lavere tariffer.

Afskrivningsperioden

Som monopolselskab afskriver Evida traditionelt sine aktiver over en lang periode. Det er muligt for Evida at ansøge om at ændre afskrivningsperioderne, hvis argumenterne herfor er tilstrækkeligt gode. Begrundelsen for eksempelvis en halvering af afskrivningsperioden kan være den hurtige udfasning af kunder, som man kan argumentere for skal være med til at betale for de nye udgifter til gassystemet.

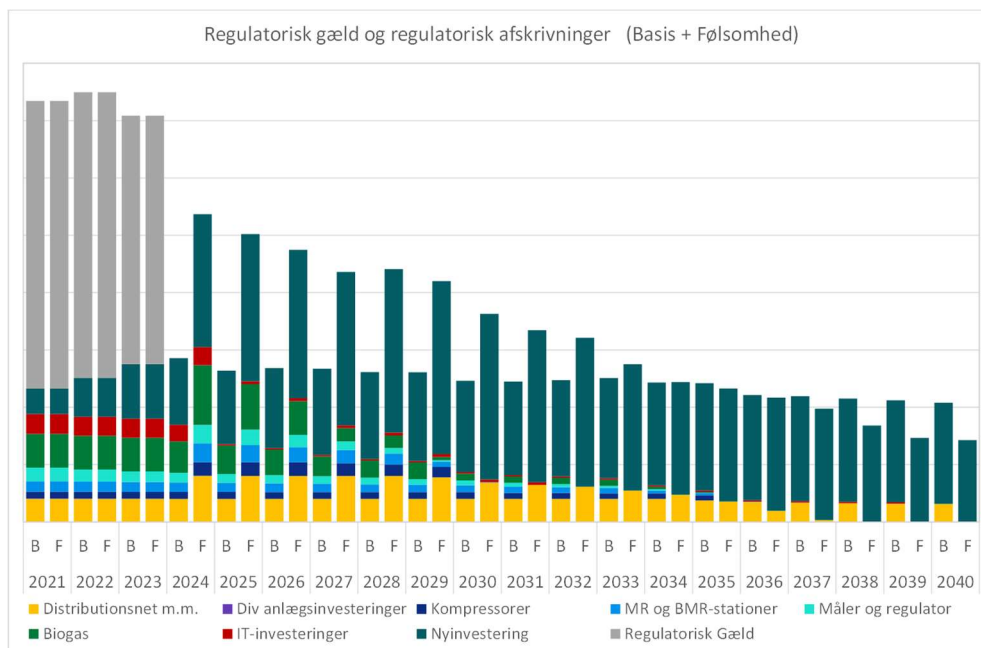
Af Figur 12 fremgår det, at følsomheden med ændrede afskrivningsperioder vil give højere tariffer på kortere sigt frem mod 2030 og efterfølgende lavere tariffer frem mod 2040.



Figur 12: Betydningen af en halveret afskrivningsperiode



Efter 2023 har alle dele af Evida-koncernen afsluttet afskrivningen af den regulatoriske gæld. Evida har dog fået nye udgifter bl.a. i forbindelse med sammenlægningen af de tidligere tre distributionsselskaber og især ved den store biogasudbygning, hvoraf de fleste anlæg opgraderer biogassen og injicerer den i gassystemet. Der vil således fortsat være kapitalomkostninger, som skal afskrives i distributionssystemet. I efteråret 2021 har Evida leveret et meget foreløbigt overslag over kommende udgifter, som er anvendt til tarifylserne. Denne profil har også dannet grundlaget for tariffølsomheden præsenteret i Figur 12.



Figur 13: Evidas foreløbige overslag over den regulatoriske gæld og afskrivninger (efteråret 2021). Figuren indeholder både den afskrivningsprofil, som er anvendt i alle andre scenarier end afskrivningsfølsomhedsscenarioet, og følsomheden til afskrivningsprofilen

Som det fremgår af Figur 13, forventes det fortsat, at der skal investeres i nye aktiver, og at nye aktiver hurtigt kommer til at betyde mest i den samlede gæld. Det er disse fremtidige investeringer, som bl.a. indgår i de samlede omkostninger for Evida, og som tarifferne beregnes på grundlag af. Det er dog ikke sikkert, at alle de forventede investeringer skal foretages.

De fremtidige investeringer indeholder både investeringer i forstærkninger af distributionssystemet af hensyn til de ekstra investeringer i systemet til at håndtere biogas, samt reinvesteringer i fx målerudstyr og MR-stationer. Nogle af de sidstnævnte investeringer vil måske kunne spares væk, i tilfælde af at dele af systemet lukkes tidligere.

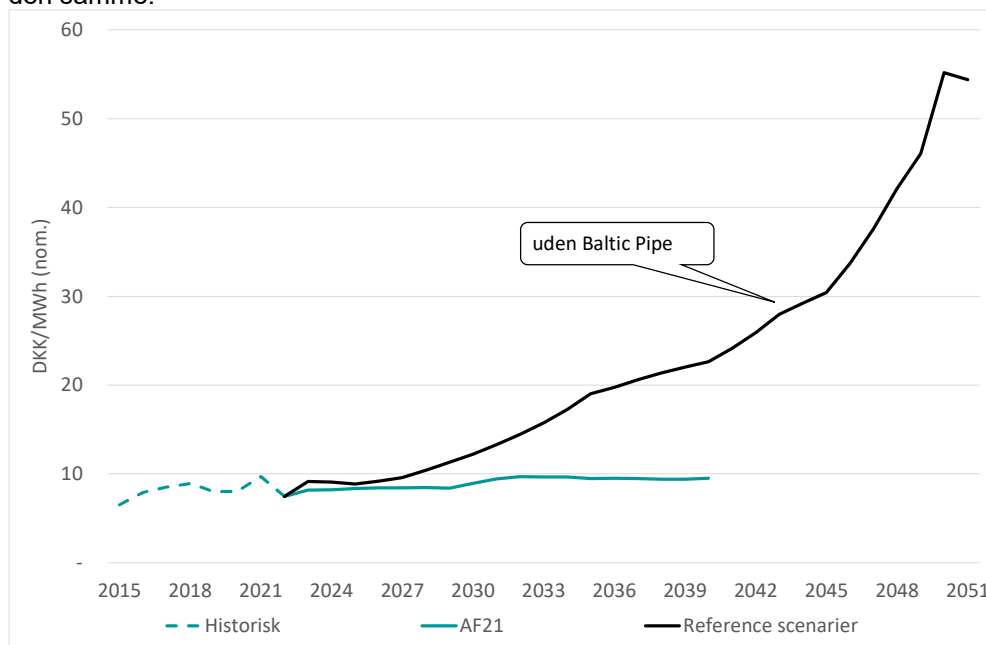
Følsomheder for transmissionstariffen

Der kan ikke ses en markant forskel mellem de forskellige scenarier på transmissionsniveau, jf. Figur 5. Dette skyldes, at transitmængderne fra Baltic Pipe



i fremtiden vil udgøre så stor en andel af det samlede mængdegrundlag, at variation i de øvrige volumenelementer udviskes..

I Figur 14 sammenlignes den forventede tarifudvikling for basissceneriet (AF21) med referencesceneriet fra Baltic Pipe Business Casen, der viser den forventede tarifudvikling ved Open Season 2017 uden Baltic Pipe. Det fremgår her, at transmissionstariffen forventeligt ville være blevet dobbelt så høj frem mod 2030, hvis Baltic Pipe ikke skulle etableres og fremadrettet få et 5 gange så højt niveau, sammenlignet med det der nu forventes med AF21. Det skal her bemærkes, at de to kurver ikke kan sammenlignes én-til-én, da de bagvedliggende omkostninger og samlede volumener er forskellige. Den overordnede konklusion må imidlertid være den samme.



Figur 14 Følsomheder på Energinets tariffer

Der er dog andre forhold, som er vigtige at holde sig for øje. Ved Open Season auktionen for bookning af kapacitet i Baltic Pipe i 2017, blev der i kapacitetskontrakten indføjet et vilkår om, at meromkostninger til tariffer som følge af et fald i det indenlandske gasforbrug i Danmark, som ligger ud over det forventede fald i Analyseforudsætninger 2017 (AF2017), ikke skal bæres af de transitkunder, som har booket kapaciteten i 2017.

En eventuel meromkostning vil blive opgjort ved udgangen af kapacitetsbookingen i 2037 med udgangspunkt i den oprindelige økonomiske balance for Baltic Pipe business casen. En tarifstigning som følge af et accelereret fald i gasforbruget i forhold til AF2017, vil derfor fra 2037, der er udgangen af kapacitetsbookingen, som udgangspunkt skulle bæres af øvrige transportkunder.



Betydne volumener for transmissionstariffen

Baltic Pipe forventes idriftsat ultimo 2022. Indtil idriftsættelsen af Baltic Pipe er der kun et meget begrænset flow af gas fra de danske gasfelter i Nordsøen, da det største felt, Tyra, som også udgør opsamlingspunkt for produktion fra andre felter er midlertidigt lukket pga. reparation. Før nedlukningen af Tyra og den kommende tilslutning af Baltic Pipe, har det været andre gasflows, som har haft størst betydning for transmissionstariffen. Her kan især nævnes eksporten af gas til Tyskland med transit fra Nordsøen (i Nybro punktet) gennem Danmark til Tyskland (via Ellund punktet). Transportkunderne kunne vælge imellem at bruge Nybro-Ellund forbindelsen eller at transportere gassen direkte fra Nordsøen via Nordsøledningen (NOGAT) til Holland og derfra til Tyskland.

Energinet har hidtil regnet med en 50/50-model, hvor det blev antaget, at halvdelen af gassen gik gennem Danmark og halvdelen gik gennem NOGAT-forbindelsen. Det seneste år har Energinet imidlertid på baggrund af mere information om kontrakter regnet med en 75/25-model, hvor der antages en øget transit gennem Danmark. Før Baltic Pipe ville dette have resulteret i signifikant lavere tariffer. Tidligere analyser har dog vist, at hvor det stadig har en nedadgående effekt på tarifferne, overdøves dette af den langt større effekt fra de transitmængder, der skabes via Baltic Pipe-forbindelsen.

Betydningen af forrentning ved den nye indtægtsrammeregulering

Det bemærkes, at Energinet står over for en ændring i den økonomiske regulering som følge af stemmeaftalen af 8. maj 2018 om fremtidssikret regulering af Energinet. Hidtil har Energinet været hvile-i-sig-selv reguleret, men overgår pr. 1. januar 2023 til indtægtsrammeregulering. Rammerne for den kommende økonomiske regulering er dog endnu ikke kendt, og det er derfor ikke muligt at tage højde for denne i tariffremskrivningen. Derfor er tariffremskrivningen fortaget under antagelse af den nuværende hvile-i-sig-selv regulering.

Den nye regulering indeholder et forrentningselement, der skal sikre, at Energinet kan finansiere den investerede kapital. Forrentningen skal afspejle Energinets kapitalomkostninger i form af fremmed- og egenkapital og fastsættes af Forsyningstilsynet.

Med muligheden for forrentning kan den ny økonomiske regulering isoleret set medføre en midlertidig stigning i tarifferne med henblik på at styrke egenkapitalen. Samtidigt sikrer indtægtsrammereguleringen imidlertid også, at tarifferne ikke kan stige uhæmmet, da der vil blive lagt et periodevist loft over Energinets indtægter. Derudover fastsætter og udmelder Forsyningstilsynet også effektiviseringskrav, der sikrer, at loftet løbende sænkes til gavn for gasforbrugerne. Forventningen er, at den foreslåede økonomiske regulering i gennemsnit over tid vil betyde lavere tariffer sammenlignet med den nuværende regulering.



Bilag 1 - uddybning af tarifdesign

Tariffer og tarifdesign fastlægges af distributions- og transmissionsselskaberne inden for lovens rammer, og tarifmetoderne godkendes efterfølgende af Forsyningstilsynet.

Der tales typisk om to slags tariffer, en kapacitetstarif og en volumentarif.

Kapacitetstariffen er en tarif, der handler om at få plads i systemet til at transportere sin gas på et givet tidspunkt. Kapacitetstariffen kan designes på mange måder, men relaterer sig i Danmark og resten af Europa til punkter. Man betaler for, at man inden for en given periode (fx 1 år, en måned eller en dag) hver eneste time, kan transportere en given mængde gas gennem det pågældende punkt. Man behøver ikke at *bruge* sin kapacitet, men skal typisk inden gasdøgnet start booke sig ind i de punkter, hvor man har kapacitet og derved markere, hvor meget af den købte plads man faktisk bruger. Typisk skal man balancere den gas, der kommer ind, med det der kommer ud. Derfor skal transportkunden både købe kapacitet ind og ud af systemet. Historisk har kapacitetstariffer været designet således, at lange kontrakter (1-15 år) var betydeligt billigere end korte kontrakter (1 dag eller mindre). Det gælder fortsat, men i langt mindre grad. Det betyder også at kapacitetstariffer, når de kan fås i tilstrækkeligt korte produkter, reelt kan levere det samme, som en volumentarif.

- Fordele:
 - o Kapacitetstariffer giver transportselskabet (transmissions- eller distributionsselskabet) en mulighed for at forudsige, hvor forbruget kommer til at ligge og derved mulighed for at planlægge tryksætning og behov for forstærkninger m.m.
 - o Kapacitetstariffer giver også et incitament for transportkunderne til at have et jævnt forbrug. Det er særligt en fordel, hvis gas skal transporteres over lange afstande, hvor det vil være en fordel, hvis transportkunden sørger for at transportere den samme mængde gas hele tiden, frem for meget gas en gang imellem, da kapaciteten således bruges bedre.
- Ulemper:
 - o For kunder med et meget variabelt forbrug, fx sæsonkunder vil kapacitetstariffer med stor prisforskel i lange og korte perioder gøre transporten meget dyrere
 - o For transportkunder, som ikke kender slutforbruget kan kapacitetstariffer komplicere transporten (det gælder typisk transportkunder med slutkunder, der typisk bruger gassen, efter kundens eget behov).
 - o Den marginale pris på et lille kortvarigt forbrug bliver typisk højere ved en kapacitetstarif. Det gælder eksempelvis for kraftværker, som f.eks. ønsker at spille ind i fleksibilitetsmarkedet. Hvis transportselskabet har rigeligt med kapacitet, kan det have et ønske om at invitere flere kunder ind med en lav marginalpris.



Volumentariffen bruges for nuværende i elmarkedet og i gasdistribution.

Volumentariffen er en egentlig betaling for den præcise mængde, som transporteres gennem systemet for den enkelte transportkunde.

- Fordele:
 - Der er en direkte sammenhæng mellem forbrug af gas og forbrug af transportsystemet. Det gør det mere tydeligt for forbrugeren, hvad der faktisk forbruges.
 - Det er særligt fornuftigt for transport, som indeholder slutkunder
 - Volumentariffen giver en lav marginalpris for kunder, som kun ønsker at bruge gassystemet indimellem og måske gerne i midlertidige store mængder
- Ulemper:
 - For transportkunder med et stabilt forbrug (konstant gas ind i systemet og konstant udtræk fra systemet), vil en volumentarif typisk være dyrere end en kapacitetstarif, hvor man typisk belønnes for konstant flow.
 - Mens kunder med kortvarige store forbrug har gavn af en lav marginalpris, kan transportselskabet risikere at skulle stille kapacitet til rådighed, som ikke bliver brugt. Hvis der er meget plads i systemet betyder det mindre, end hvis der er mangel på plads – som eksempelvis visse steder i det danske distributionssystem, hvor der er store mængder af biometan og kraftvarmeværker med sporadiske forbrug.
 - Ved en kapacitetspris betales der både, når gassen kommer ind i systemet, og når gassen kommer ud. En volumentarif er typisk knyttet til, når gassen kommer ud af systemet og bruges. Med de tiltagende mængder biometan i det danske distributionssystem kommer der også udgifter til systemet. Ud over tilslutningsomkostninger til gassystemet, betales de imidlertid først, når gassen forbruges, men hvis gassen eksempelvis skulle vise sig ikke længere at være en del af det danske system, vil distributionssystemet ikke blive betalt med det nuværende system.