



## Notat om håndtering af indkomne hørings svar vedrørende de endelige samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2019

**Kontor/afdeling**  
Systemanalyse

**Dato**  
23. oktober 2019

**J nr.** 2019 - 94838

/ SWA

Hermed offentliggøres de endelige Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2019. Energistyrelsen takker for alle de indkomne hørings svar i forbindelse med høringen af de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2019<sup>1</sup>.

Energistyrelsen har modtaget hørings svar fra følgende parter:

- CTR
- Dansk Fjernvarme
- Drivkraft Danmark
- Ea Energianalyse
- Energinet
- Gentofte-Gladsaxe Fjernvarme
- HMN Gasnet og DGD
- HOFOR
- Nature Energy
- NetVarme
- PlanEnergi.

Nedenfor er de væsentligste ændringer i forhold til høringsversionen forklaret. Mindre tekstrelaterede ændringer er ikke nævnt, mens alle ændringer, der påvirker selve tallene, er. De væsentligste ændringer vedrører pristillæg til ledningsgas, opdateringen af kvoteprisen og en deraf følgende opdatering af elprisen.

### Ændringer i forhold til den udsendte høringsversion

#### 1. Generelle forudsætninger

I høringsversionen var angivet en forkert dollarkurs i 2023. Dette er justeret i den endelige version.

---

<sup>1</sup> Høringsversionen af forudsætningerne var tilgængelig på Energistyrelsens hjemmeside og blev rundsendt til en række interessenter. Høringsperioden varede fra 3. juli til 21. august 2019.

**Energistyrelsen**

Carsten Niebuhrs Gade 43  
1577 København V

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

www.ens.dk



## 2. Importpris på naturgas

I høringsversionen er der et stort fald i importprisen på naturgas fra 53,9 kr./GJ i 2019 til 40,6 kr./GJ i 2021. Dette er en konsekvens af metoden, og importprisen på naturgas er derfor ikke justeret i den endelige version. Forwardprisen var høj i 2019, men faldt til 2020 og 2021. I 2019-2020 anvendes ren forwardpris, men i 2021 startes sammenvæjning med IEA-pris justeret til dansk importprisniveau, som var endnu lavere end forwardprisen. Det giver et stort fald i naturgasprisen på en kort periode.

**Tabel 1. Forwardpriser og justeret IEA-pris bag importprisen på naturgas i 2019-2021.**

<i>DKK/GJ i faste 2019-priser</i>	2019	2020	2021
Forwardpris	53,9	48,0	45,2
IEA-pris justeret til dansk importprisniveau	-	-	36,0
<b>Resulterende importpris på naturgas</b>	<b>53,9</b>	<b>48,0</b>	<b>40,6</b>

## 3. Tillæg til flybrændstof

Produktpræmien for flybrændstof (JP1 i tabel 3) var ikke opdateret korrekt i forhold til de bagvedliggende data fra Danmarks Statistik. Dette er justeret. Importpriserne i tabel 4, omkostninger til transport, lager og avancer i tabel 5 og priser an forbrugssted i tabel 6 er konsekvensrettede.

## 4. Elpris

Som følge af en ændret CO<sub>2</sub>-kvotepris er elprisen blevet opjusteret i forhold til høringsversionen. Emissioner fra el i tabel 13 er konsekvensrettede.

I høringsvarene var der desuden en del ønsker om ændringer i forhold til elprisen, bl.a. en mere detaljeret opdeling af kundegrupper, at der ses på den nuværende grænse mellem husholdninger og virksomheder og at der angives sunk cost for el. Der vurderes ikke på nuværende tidspunkt at være et tilstrækkeligt robust grundlag til at imødekomme disse ønsker.

## 5. Eltarif

I beregningsforudsætningerne for 2018 blev anvendt en tarif på et forkert spændingsniveau. Eltariffen for virksomheder skal være for kundetyper med et årligt forbrug på 1 mio. kWh, som er tilsluttet 10 kV-nettet (kundetyper A lav timeafregnet). Men sidste år blev angivet en tarif for kundetyper med et årligt forbrug på 1 mio. kWh, som var tilsluttet 0,4 kV-nettet (kundetyper B høj timeafregnet). Dette blev rettet i høringsversionen, og den korrekte tarif videreføres i den endelige version af beregningsforudsætningerne 2019



## 6. Pristillæg til ledningsgas

I høringsversionen var der fejl i opgørelsen af sunk cost delen vedrørende distributionstariffen. Omkostninger til transport, lager og avancer i tabel 9 og priser an forbrugssted i tabel 10 er konsekvensrettet.

Tabel 2 neden for viser distributionstariffens størrelse i de enkelte år. Kolonnen længst til højre viser, at distributionstariffen varierer svarende til korrektionsfaktoren. Tabel 9 i beregningsforudsætningerne indeholder ud over distributionstarif også transmissionstarif og avance. Værdierne i tabel 2 er derfor lavere end værdierne ekskl. sunk cost fra tabel 9 i beregningsforudsætningerne. Tabellen viser kun distributionstariffer for forbrug op til 35 mio. m3, idet kunder med et større forbrug antages at være tilsluttet direkte på transmissionsnettet, sådan at deres tariffer ikke påvirkes af, at distributionstariffen varierer.

**Tabel 2. Varierende gasdistributionstariffer**

<i>DKK/GJ i faste 2019-priser</i>	10 - 35 mio. m3	800.000 - 10 mio. m3	300.000 - 800.000 m3	75.000 - 300.000 m3	6.000 - 75.000 m3	< 6.000 m3	<b>Pct. ændring ift. 2019</b>
<b>2019</b>	5,2	6,2	9,8	16,0	22,6	23,1	<b>0 %</b>
<b>2020</b>	5,2	6,2	9,8	16,0	22,6	23,1	<b>0 %</b>
<b>2021</b>	4,7	5,6	8,8	14,4	20,4	20,8	<b>-10 %</b>
<b>2022</b>	4,7	5,6	8,8	14,4	20,4	20,8	<b>-10 %</b>
<b>2023</b>	3,7	4,3	6,8	11,2	15,8	16,2	<b>-30 %</b>
<b>2024</b>	3,8	4,5	7,0	11,5	16,3	16,6	<b>-28 %</b>
<b>2025</b>	3,9	4,6	7,2	11,9	16,7	17,1	<b>-26 %</b>
<b>2026</b>	4,0	4,7	7,4	12,2	17,2	17,5	<b>-24 %</b>
<b>2027</b>	4,1	4,8	7,6	12,5	17,6	18,0	<b>-22 %</b>
<b>2028</b>	4,2	5,0	7,8	12,8	18,1	18,5	<b>-20 %</b>
<b>2029</b>	4,3	5,1	8,0	13,1	18,6	18,9	<b>-18 %</b>
<b>2030</b>	4,4	5,2	8,2	13,5	19,0	19,4	<b>-16 %</b>
<b>2031</b>	4,5	5,3	8,4	13,8	19,5	19,8	<b>-14 %</b>
<b>2032</b>	4,6	5,5	8,6	14,1	19,9	20,3	<b>-12 %</b>
<b>2033</b>	4,7	5,6	8,8	14,4	20,4	20,8	<b>-10 %</b>
<b>2034</b>	4,7	5,6	8,8	14,4	20,4	20,8	<b>-10 %</b>
<b>2035</b>	4,7	5,6	8,8	14,4	20,4	20,8	<b>-10 %</b>
<b>2036</b>	4,7	5,6	8,8	14,4	20,4	20,8	<b>-10 %</b>
<b>2037</b>	4,7	5,6	8,8	14,4	20,4	20,8	<b>-10 %</b>
<b>2038</b>	4,7	5,6	8,8	14,4	20,4	20,8	<b>-10 %</b>
<b>2039</b>	4,7	5,6	8,8	14,4	20,4	20,8	<b>-10 %</b>
<b>2040</b>	4,7	5,6	8,8	14,4	20,4	20,8	<b>-10 %</b>

I høringsversionen var der en sammenlægningsfejl for forbrugsintervallet 800.000 – 10 mio. m3 i tabel 10. Dette er justeret i den endelige version.



## 7. VE-gasandel

I høringsvarene var der kommentarer om, at andelen af VE-gas er for lav. Beregningsforudsætningerne anvender biogasandelen fra Analyseforudsætninger til Energinet 2019 (AF) som proxy for andelen af VE-gasser. Høringsversionen af beregningsforudsætningerne indeholdt biogasandelen fra høringsversionen af AF. Den endelige version af beregningsforudsætningerne indeholder samme biogasandel som den endelige version af A F.

## 8. Prisen på CO<sub>2</sub>-emmissioner

EU har fastlagt CO<sub>2</sub>-reduktionsforpligtelser for hele EU. Forpligtelsen er opdelt i to sektorer: kvotesektoren og ikke-kvotesektoren.

I kvotesektoren er der lagt et loft over de totale udledninger hen til 2030 fra alle kilder, der er med i kvotesystemet på tværs af landegrænser. Kvoteprisen angiver de forventede marginale omkostninger for at opnå forpligtelsen i kvotesystemet og angiver dermed CO<sub>2</sub>-skyggeprisen i kvotesystemet.

Fremskrivningen af CO<sub>2</sub>-kvoteprisen er blevet ændret i den endelige version, så prisen er opjusteret betydeligt i forhold til høringsversionen. Energistyrelsen anvender Finansministeriets metode til fremskrivning af CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Finansministeriet har på baggrund af udviklingen i markedsprisen på CO<sub>2</sub>-kvoter ændret fremskrivningen, som herefter tager udgangspunkt i det aktuelle prisniveau på markedet og fremskrives med en diskonteringsrente, der fastlægges som afkastet på et risikofrit aktiv (renten på 10-årige tyske statsobligationer) plus en risikopræmie (3,5 pct. årligt).

Prisen på CO<sub>2</sub> uden for kvotesektoren er fastholdt fra høringsversionen. I ikke-kvotesektoren er forpligtelsen fordelt over de enkelte medlemsstater. Der er ikke lavet en fyldestgørende analyse af mulige tiltag på området i Danmark og det er heller ikke besluttet, hvordan Danmark skal opfylde sin forpligtelse i ikke-kvotesektoren. Derfor er det ikke muligt at opgøre, hvad de marginale omkostninger for at opnå forpligtelsen i Danmark er. Energistyrelsen har derfor taget udgangspunkt i et studie fra Europa-Kommissionen, der giver en analyse af de forventede marginale omkostninger for hele ikke-kvotesektoren, da dette studie er det pt. bedst tilgængelige grundlag for en sådan vurdering.