

## Hørings svar Analyseforudsætninger til Energinet 2021

CONCITO vil gerne takke for den betydelige transparens om analyseforudsætningerne, der er centrale i dansk energiplanlægning og -politik.

Dette høringssvar er delt i to, hvor de første to sider omhandler de mest centrale principielle betragtninger, og de sidste to er mere specifikke kommentarer til analyseforudsætningerne.

Vi uddyber meget gerne, hvis noget skulle være uklart og stiller os gerne til rådighed for dialog om hvordan forudsætningerne kan forbedres.

### Antagelser for omverdenen er helt centrale

De mest centrale forudsætninger i Energinets og Energistyrelsens arbejde er antagelserne om, hvad der sker i udlandet. Det drejer sig dels om forventninger til fremtidige brændselspriser og dels om kapaciteter af elproducerende anlæg og elforbrug i vores nabolande. På begge disse områder antager analyseforudsætningerne at omverdenen ikke har tænkt sig at indfri hverken nationale, europæiske eller globale klimamålsætninger, hvilket er i modstrid med præmissen for forudsætningerne, der efter eget udsagn skal være et bud på fremtiden, der tager højde for politiske målsætninger.

Problemstillingen begrænser sig desværre ikke kun til analyseforudsætningerne her, men er mere generel for centraladministrationens antagelser, når der fx skal laves effektvurderinger af tiltag, laves analyser af forsyningssikkerheden eller når økonomien i yderligere udbygning med vindkraft skal vurderes.

Hvis vi planlægger efter, at resten af verden ikke gennemfører en tilstrækkelig grøn omstilling, risikerer vi dels at fejlinvestere, men særligt at underinvestere i grøn teknologi, hvilket kan ende med at skade både klimaet og dansk samfundsøkonomi.

Denne kritik har været fremsat af flere aktører, herunder Klimarådet, i høringssvar gennem årene, uden at det har givet anledning til justeringer. Vi ønsker derfor en klarere argumentation fra Energistyrelsen for, hvorfor man vælger at holde fast i at anvende IEAs *Stated Policies* scenarie for brændselspriser og ENTSO-Es *National Trends* scenarie for kapaciteter og forbrug i udlandet. Brugen af disse to antagelser betyder implicit, at regeringen ikke forventer, at bare en tilnærmelsesvis global overholdelse af Paris aftalen er realistisk, og at EU ikke vil indfri sine klimamål om 55 procents reduktion i 2030 og nettonul i 2050.

Det er alvorligt, at selve analysefundamentet for dansk klimapolitik bygger på misvisende antagelser for omverdenen. Hvis brugen af *National Trends* scenariet alene sker, fordi det er det mest gennemarbejdede, bør Energistyrelsen tilføres flere ressourcer, så der kan udarbejdes mere retvisende data for udlandet. Disse data bør tage udgangspunkt i EU's beslutning om mindst 55 % reduktion af drivhusgasser i 2030 og nettonul i 2050. Indsatsen kan evt. koordineres med andre relevante lande, hvis de også mangler gennemarbejdede scenarier, der afspejler EU's vedtagne reduktionsmål i deres nationale planlægning.

### Elpriser kan afsløre kvalitet af scenarier

For at kunne vurdere kvaliteten af de anvendte inputdata vil det være relevant at se den beregnede elprisudvikling og afregningspris for vindkraft og solceller, der fremkommer ved anvendelse af de givne forudsætninger. Disse kan sammenlignes med forventede omkostninger til elproduktion (LCoE) for vindkraft og solceller. Vi vil opfordre Energistyrelsen og Energinet til at offentliggøre elpriser og afregningspriser på baggrund af både *National Trends* scenariet og de to følsomhedsscenarier *Distributed Energy* og *Global Ambition*.

### Dansk VE udbygning bør vurderes i internationalt marked

Antagelsen om at national VE elproduktion skal matche det nationale forbrug virker urealistisk i lyset af at Danmark har nogle af Europas bedste ressourcer for havvind. Antagelsen udfordres samtidig af at

regeringen arbejder for at etablere energiøer netop med henblik på eksport. Vi savner en analyse af markedspotentialet for eksport af el og grøn brint givet Tysklands og EU's klimamål. En sådan behovsanalyse bør spille ind i den danske planlægning af havvind.

### Analyseforudsætningerne bør ikke være frozen policy

På side 4 fremgår det at "AF21 læner sig op ad forudsætningerne fra AF20, hvor der for flere emner kun er sket mindre ændringer. Dette skyldes, at der ikke er indgået nye, store politiske aftaler siden klimaaf tale for energi og industri fra 22. juni 2020, der har en indvirkning på AF".

Analyseforudsætningerne burde kun i begrænset omfang være påvirket af nationale politiske beslutninger, idet forudsætningerne ikke skal afspejle *frozen policy*, men derimod Energistyrelsens forventninger til den sandsynlige udvikling af energisystemet. Af samme årsag undrer det os, at opdateringen af antagelser om elbiler begrundes i en ny afgiftsstruktur. Konkrete virkemidler, der bidrager til indfrielse af Danmarks klimamål burde være forventet.

Vi vurderer, at de væsentligste nye beslutninger, der burde have været inkluderet er Tysklands vedtagelse af 65 % reduktionsmål i 2030 og EU kommissionens Fit-for-55 pakke. Sidstnævnte er kun delvist reflekteret gennem den markante opjustering af CO<sub>2</sub> kvoteprisen.

### Uklart om analyseforudsætningerne flugter med 70-procentsmålet

På side 5 fremgår det at: "Det er Energistyrelsens vurdering, at udviklingsforløbene i AF21 bidrager til at muliggøre opnåelse af 70 pct.-målet." Et sådant "bidrag" kan med den formulering antage alt fra næsten ingenting til virkelig meget.

For at kunne vurdere, hvorvidt AF21 afspejler, at energisektoren leverer sit rimelige bidrag til indfrielse af 70 procentmålet, er der brug for at regeringen leverer et mere konkret bud på en samlet målopfyldelse. Et sådant bud vil ud over at anskueliggøre, at målet kan nås, være et stærkt udgangspunkt for at lave Analyseforudsætninger til Energinet.

### Klarere metoderegler for Energinets analyser

I Energinets businesscase for gasrøret til Lolland var der indregnet en CO<sub>2</sub> værdi, der påvirkede businesscasen positivt. Energistyrelsen mente ikke at dette fulgte "gængse regnemetoder i ministeriet"<sup>1</sup>. Vi deler Energistyrelsens kritik af Energinets metode i denne sag. For at undgå fremtidige uklarheder vil vi opfordre til at analyseforudsætningerne suppleres med et sæt klare regler for, hvordan der regnes på samfundsøkonomi i Energinets beslutningsoplæg. Og derudover at sådanne beslutningsoplæg offentliggøres på Energinets hjemmeside fremadrettet.

Derudover bør analyseforudsætningerne, ud over CO<sub>2</sub> kvoteprisen, suppleres med en samfundsøkonomisk CO<sub>2</sub> pris, der flugter med 70 procentmålet, hvis en sådan er relevant for Energinets arbejde.

### Følgegruppe kan bidrage til at sikre relevante følsomhedsberegninger

For at sikre at relevante følsomhedsberegninger foretages vil vi gerne opfordre til, at der nedsættes en følgegruppe (fx bestående af Klimarådet, forskere og evt. interesseorganisationer og NGO'er), der kan give input til relevante følsomheder og scenarier som Energinet bør inddrage i deres analysearbejde. Fx manglede Energinets businesscase for gasrøret til Lolland relevante følsomhedsberegninger med en delvis elektrificering af sukkerfabrikkerne.

---

<sup>1</sup> <https://www.ft.dk/samling/20201/almdel/kef/spm/18/svar/1713390/2280824.pdf>

## Øvrige kommentarer

Resten af dokumentet giver vores mere specifikke kommentarer til analyseforudsætningerne.

### Pyrolyse kan også levere VE brændstoffer

På side 5 står der at: "Det antages simpelt at Danmarks langsigtede forbrug af VE-brændstoffer primært skal dækkes af dansk produceret biogas og PtX."

I regeringens klimaprogram fremgår 2 mio. tons CO<sub>2</sub> reduktion fra biokul. Pyrolysen, der leverer dette biokul, laver også brændsler, der vil kunne dække en del af Danmarks langsigtede forbrug.

### Ellagring bør inkluderes i analyseforudsætningerne

Der er ikke umiddelbart antaget nogen ellagringskapacitet i analyseforudsætningerne. Det virker sandsynligt, at der kan forventes en væsentlig udbygning af disse teknologier i Danmark over de kommende årtier, når den hastige udvikling i batterier og øvrige lagringskoncepter tages i betragtning.

### Brug for opdateret biomasseprisfremskrivning som følge af nye EU regler?

De nye EU-regler for LULUCF vil fra 2026 stille krav til EU's landenes kulstofpuljer i skove. Det må forventes at påvirke prisen på biomasse fra EU lande, hvis kravene er reelt bindende og dermed tilfører en ny omkostning ved hugst. Energistyrelsen bør på den baggrund overveje at igangsætte et studie, der kan tage de nye regler i betragtning.

### Opdaterede kvotepriser og brændselspriser

For at sikre det nyeste beslutningsgrundlag vil vi foreslå Energistyrelsen at lave en ny kvoteprisfremskrivning med udgangspunkt i prisen en uge før AF21 udgives.

Derudover bør Energinet som en del af den agile proces regne på opdaterede kvoteprisfremskrivninger, der tager udgangspunkt i den nyeste pris. For at give tid til at gennemføre analyserne bør prisen låses på bestemte datoer og opdateres med en passende frekvens, hvilket fx kunne være kvartalsvist.

Kvoteprisen er siden høringsmaterialets udgivelse steget med 15 % til ca. 460 kr./ton.

Ligeledes er forwardprisen på naturgas og kul steget væsentligt over det sidste halve år. Fx handles TTF gas futures for 2023 til 23,6 €/MWh (HHV), hvilket svarer til ca. 53 kr./GJ (LHV). Dette er væsentligt over niveauerne vist i figur 3 i notatet om brændselspriser.

## Elforbrug

**Nettab:** Der angives et tab i nettet på 7 pct. Gælder det alt elforbrug eller er det en middelværdi?

**Nordsø:** Der er ikke angivet et elforbrug til elektrificering af platformene i Nordsøen. Antager Energistyrelsen at dette ikke vil ske og at udledningen på ca. 1 mio. tons fra olie- og gasudvinding vil fortsætte?

En antagelse om elektrificering af Nordsøplatformene vil desuden alt-andet-lige øge mængden af salgsgas fra Nordsøen, da forbruget på platformene reduceres eller bortfalder helt.

**CCS:** Det må forventes at der skal bruges i størrelsesordenen 0,5-1,0 TWh el pr. mio. tons CO<sub>2</sub>, der fanges fra processer, der ikke selv har overskuds damp til rådighed. Dette elforbrug bør opgøres og indgå i analyseforudsætningerne. På samme måde bør forventninger til brug af CCS på affaldsanlæg og evt. kraftvarmeanlæg indgå i analyseforudsætningerne. Dette skal ske for at få opgjort energisystemeffekterne af at elproduktionen sænkes og varmeproduktionen øges på anlæg, når CCS tilføjes.

## Solceller

Specificer gerne om solcellekapaciteter er angivet som MWac eller MWdc.

Er betydningen af trackere angivet? Er det implicit i antagelsen om de stigende antal fuldlasttimer?

Notatet om solceller beskriver at *"Det forventes, at det på sigt i højere grad vil være adgangen til areal og net frem for alene projektøkonomien, der er bestemmende for udbygningen."*

Hvis net er en begrænsning risikerer analyseforudsætningerne at blive en selvopfyldende profeti.

Hvordan sikres det at Energinet investerer i tilstrækkeligt net til at tilslutte solcelleanlæg?

## Gas:

En opdeling af forbrug i eksisterende og nye aftagere vil gøre det nemmere at vurdere analyseforudsætningerne. Med nye aftagere tænkes særligt på forventningerne til aftag i de industrier, der i dag bruger kul, petrokoks og olie.

Vi mener ikke at antagelsen om en stigende gasefterspørgsel til transport frem mod 2040 er realistisk. Fx har Tyskland indført højere afgifter på gaslastbiler, og den teknologiske udvikling af elektriske lastbiler går stærkt.

Hvilken værdi af oprindelsesgarantier vurderes at være nødvendig for at drive en støttefri udbygning af biogas, og hvad skal sikre at dette niveau opnås?

I figur 1 i gas-notatet fremgår der ikke-opgraderet biogas fra 2034 og frem. Hvorfor opgraderes denne gas ikke og sælges til Europa, hvis prisen på oprindelsesgarantier er høj nok til at drive en støttefri udbygning?

## PtX

Antagelsen om 5.000 driftstimer i 2030 virker urealistisk høj i lyset af, at der på det tidspunkt fortsat vil være betydelige muligheder for at fortrænge fossile brændsler til elproduktion i udlandet. En så høj driftstid vil forudsætte, at der anvendes el til PtX, der kunne have været solgt på markedet til en pris, der er afgjort af den fossile elproduktion man ville fortrænge. Elprisen i disse timer bør med de givne CO<sub>2</sub> kvotepriser være prohibitiv høj.