



Høringsnotat

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
28. august 2020

J nr. 2020 - 8581

/IMRN, IRB, MEG, MELA,
MTHR

Indhold

Indledning	2
Overordnede bemærkninger	4
Brændselspriser.....	12
CO ₂ -kvotepris	13
Datacentre	14
Eltransmissionsforbindelser til udlandet	15
Forbrug i husholdninger og erhverv.....	18
Ledningsgas og gasstrømme	23
Power-to-X (PtX).....	28
Solceller	36
Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.	37
Transport	44
Vindmøller på havet.....	48
Vindmøller på land.....	50

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk



Indledning

Energistyrelsen offentliggjorde d. 26. juni 2020 en høringsudgave af *Analyseforudsætninger til Energinet 2020* med henblik på at give eksterne interessenter mulighed for at stille opklarende spørgsmål inden høringsfristens udløb d. 7. august 2020.

Energistyrelsen vil gerne takke alle, som har sendt hørings svar i forbindelse hermed og for henvisninger til øvrige rapporter, analyser samt andet underbyggende materiale.

Følgende respondenter har afgivet hørings svar:

- Brintbranchen
- Dansk Energi
- De Danske Bilimportører
- Evida
- Grøn Energi
- Klimarådet
- Siemens Energy
- TEKNIQ Arbejdsgiverne
- Wind Denmark
- Ørsted

Indeværende notat organiserer hørings svarene efter emne og respondent og med Energistyrelsens kommentarer angivet efter hvert svar. Hørings svarene kan findes i deres fulde længde på Energistyrelsens hjemmeside¹.

Energistyrelsen understreger, at analyseforudsætningerne er udarbejdet med henblik på at give Energinet det bedst mulige grundlag for at udføre sine opgaver med netplanlægning, investeringssager, forsyningssikkerhedsredegørelser m.v. Det er vigtigt at have for øje, at analyseforudsætningerne derfor ikke vil være lige egnede til øvrige formål. Eksempelvis er det ikke muligt at beregne de samlede danske drivhusgasemissioner på baggrund heraf.

Skulle notatet give anledning til yderligere spørgsmål eller kommentarer, er læseren velkommen til at kontakte Energistyrelsen.

Ændringer siden høringsversionen

Af tabellen herunder fremgår det hvorvidt der er foretaget ændringer i data og/eller baggrundsnotater siden høringsversionen.

¹ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>



Emne	Ændringer i data	Ændringer i baggrundsnotat
Brændselspriser	Ingen	Ingen
CO ₂ -kvotepriser	Opdateret pba. ny fremskrivning fra Finansministeriet.	Tekst og figurer opdateret pba. ny fremskrivning fra Finansministeriet.
Datacentre	Ingen	Ingen
Eltransmissionsforbindelser til udlandet	Småjusteringer vedr. Skagerrak.	Tekst vedr. forbindelser i relation til energiøer opdateret. Herudover småjusteringer i teksten samt nye figurer.
Forbrug husholdninger og erhverv	Ingen	Ingen
Ledningsgas og gasstrømme	Gasforbrug til produktion af el og fjernvarme opdateret pba. nye modelkørsler med opdateret CO ₂ -kvotepris samt andre mindre justeringer.	Småjusteringer i teksten samt nye figurer.
Power-to-X	Ingen	Småjusteringer i teksten. Mindre justeringer i fordeling mellem sektorer og samlet brændstofterspørgsel. Har dog ikke betydning for den resulterende elkapacitet.
Solceller	Ingen	Ingen
Termisk kapacitet m.m.	Småjusteringer for enkelte konkrete værker.	Småjusteringer i teksten.
Transport	Ingen	Småjusteringer i teksten.
Vindmøller på havet	Ingen	Tekst vedr. energiøer opdateret samt udbygget med forudsætninger til brug for følsomhedsberegninger uden etablering af energiøer. Herudover småjusteringer i teksten.
Vindmøller på land	Småjusteringer for husholdningsmøller og projekter i pipeline.	Småjusteringer i teksten og nye figurer pga. småjusteringer i data.

Overordnede bemærkninger

Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
<p>Udviklingen i landene omkring os er vigtig for det danske energisystem og vi ser gerne der gøres mere ud af at beskrive denne del. Det er fornuftigt at benytte TYNDP20-scenarierne "Global Ambition" og "Distributed Energy" som grundlag for antagelser om udviklingen i vores omverden. Scenariet "National Trends" mener vi kun bør anvendes som en form for Frozen policy-scenarie.</p> <p>Dansk Energi mener, at et nettoelforbrug på 54TWh er for lavt i forhold til opnåelse af 70% CO2 reduktioner i 2030. Der efterlades med dette niveau så store reduktioner i øvrige sektorer at dette bør beskrives mere grundigt.</p>	<p>Dansk Energi</p>	<p>Data omkring udvikling i udlandet er ikke en del af AF, hvorfor dette ikke beskrives detaljeret. Data omkring udvikling i udlandet indgår i såvel Energistyrelsens som i Energinets modeller. Energinet anvender stadig TYNDP18, men kommer forventeligt til at anvende MAF20 kombineret med TYNDP20 som udgangspunkt for det næste udlandsdatasæt. Der er en forventning om, at scenarierne også implementeres i Energinets model.</p> <p>Energistyrelsen mener, som beskrevet i Sammenfatningsnotatet, at der kan være flere veje til opfyldelse af forskellige politiske målsætninger herunder opfyldelse af 70%-målet i 2030. Energisektorens bidrag kan ske på forskellig vis. Et stort elforbrug som følge af PtX kan være en del af løsningen, men PtX er langt fra den eneste mulige løsning til CO2-reduktioner i et 2030-perspektiv, hvor det også er muligt, at eksempelvis øget iblanding af biobrændstoffer, indfangning og lagring af CO2 i undergrunden (CCS samt BECCS) eller CO2-reduktioner i landbrugssektoren kan spille en væsentlig rolle. Disse elementer er ikke en direkte del af Analyseforudsætningerne, da deres betydning enten ikke har en direkte betydning for Energinets arbejde med at sikre en effektiv drift og udbygning af den overordnede</p>

		<p>el- og gasinfrastruktur, eller er en del af de bagvedliggende antagelser som Energistyrelsen gør sig i forbindelse med fremskrivningerne. Energistyrelsen arbejder løbende med at forbedre vurderingerne af det fremtidige elforbrug og vil også have dette som fokusområde i næste års forudsætninger. Energistyrelsen gør opmærksom på, at Energistyrelsens generelt anbefaler Energinet at supplere AF20 med følsomhedsberegninger på særligt usikre antagelser, herunder eksempelvis antagelser om elforbrug knyttet til PtX. Dette beskrives i de enkelte baggrundsnotater.</p>
<p>Klimarådets mest centrale kommentar til forudsætningerne er, at de bør afspejle de senest vedtagne politiske mål for udviklingen på energi- og klimoområdet, som man er blevet enige om nationalt (eksempelvis Klimaafspraken af juni 2020) og i regi af Paris-aftalen, samt de målsætninger man arbejder for i EU. Mens antagelser for det danske energisystem er forsøgt bragt i overensstemmelse med målet om 70 pct. CO₂-reduktion i 2030, baserer forudsætningerne for brændselspriser og udenlandske kapaciteter sig på scenarier fra IEA og ENTSO-E, der ikke er i overensstemmelse med Parisaftalen.</p> <p>Generelt lader forudsætningerne for Danmark til at være mindre ambitiøse end de scenarier, som Klimarådet og Klimapartnerskabet for Energi og For-</p>	<p>Klimarådet</p>	<p>AF20 afspejler et forløb, der muliggør opfyldelse af de danske målsætninger i 2030 og på lang sigt. Der henvises til afsnit om brændselspriser for kommentarer hertil. Udlandsdata er ikke en del af AF. Data omkring udvikling i udlandet indgår i såvel Energistyrelsens som i Energinets modeller. Energinet anvender stadig TYNDP18, men kommer forventeligt til at anvende MAF20 kombineret med TYNDP20 som udgangspunkt for det næste udlandsdatasæt. Der er en forventning om, at scenarierne også implementeres i Energinets model.</p> <p>Som beskrevet i Sammenfatningsnotatet, vil der være flere veje til opfyldelse af forskellige politiske målsætninger herunder opfyldelse af 70%-målet i 2030. Se endvidere kommentar til Dansk Energis høringssvar ovenfor.</p>

<p>syning har opstillet for 2030. Vi savner en tydeligere vurdering af, hvorvidt forudsætningerne er tilstrækkelige til at realisere de CO₂-reduktioner, som energisektoren må forventes at skulle bidrage med for at opnå en omkostningseffektiv opfyldelse af 70%-målet og netto-nuludledninger senest i 2050. Ligeledes opfordres til, at der laves en vurdering af, hvad udledningerne er i de sektorer, der omfattes af analyseforudsætningerne til Energinet.</p> <p>Det fremgår umiddelbart ikke af høringsmaterialet, om beslutningerne fra de seneste klimaaftaler på energi og industri er indarbejdet konsekvent i AF20. Disse beslutninger bør indarbejdes for at sikre, at analyseforudsætningerne bliver helt aktuelle og retvisende. Desuden bør Analyseforudsætningerne opdateres løbende, hvis der sker relevante politiske beslutninger.</p> <p>Analyseforudsætningerne undlader at tage systemmæssige implikationer af CCS i betragtning. Imidlertid kan energiforbruget til CCS og overskudsvarme herfra, der kan nyttiggøres til fjernvarme, have relevans for energisystemets udvikling. Hertil kommer, at CCS påvirker tilgængeligheden af CO₂ til CCU. Næste år bør det overvejes at udvide analyseforudsætningerne til også at inde-</p>		<p>Opgørelse af Danmarks samlede udledninger er ikke en del af Analyseforudsætningerne, da dette ikke har betydning for Energinets arbejde med at sikre en effektiv drift og udbygning af den overordnede infrastruktur på el- og gasområdet.</p> <p>Som beskrevet i Sammenfatningsnotat er AF20 i tråd med klimaaftalen af 22. juni 2020. Dette er gældende for samtlige elementer, der indgår i AF.</p> <p>CCS indgår pt. ikke i AF, men Energistyrelsen vil frem mod AF21 overveje, hvorvidt dette element bør indgå. Der vil i arbejdet med AF21 generelt blive arbejdet mere med vurderinger af udnyttelse af overskudsvarme fra forskellige teknologier herunder datacentre, PtX og evt. CCS.</p>
---	--	---

<p>holde oplysninger om forventninger til kulstof-fangst, der anvendes til CCS. Ligeledes er forbrug af kul og olie i industrien relevant i forhold til at vurdere potentialet for brug af el og gas, hvorfor næste års analyseforudsætninger med fordel også kunne indeholde oplysninger herom.</p> <p>Danmark har nogle af Europas bedste ressourcer for havvind og et potentiale, der overstiger det danske energiforbrug. Det giver potentiale for at forsyne bl.a. Tyskland og Polen med grøn strøm. Det bør overvejes at lave et høj-eksport scenarie, der kan anvendes til at analysere, hvordan transmissionsnettet kan udbygges, så vi i højere grad kan hjælpe vores nabolande med deres grønne omstilling. Klimarådet anbefaler, at der som minimum laves et følsomhedsscenario, hvor Danmark har en betydelig nettoeksport af grøn strøm til vores nabolande.</p> <p>Elpriserne udgivet af både ENS og Energinet burde ideelt set beregnes i en model med mulighed for investeringer i vedvarende energi på markedsvilkår, og de antagne kapaciteter for udlandet burde kontrolleres ved at vurdere økonomien i forskellige teknologier.</p>		<p>Det er Energistyrelsens vurdering, at en stor udbygning med eksport for øje kan føre til større nationale infrastrukturudbygninger og en sådan udvikling bør derfor følge et politisk udtalt ønske eller målsætning herom. Udbygningen med havvind antages således alene at følge det estimerede elforbrug til at muliggøre opfyldelse af de nationale mål. Som led i arbejdet med AF21 vil der blive kigget mere på tilgangen herunder hvorvidt AF skal indeholde flere forløb.</p> <p>Energistyrelsen har pt. ikke planer om at udvide model setuppet med en sådan model. Da udbygning afhænger af flere faktorer, hvor økonomi er en af dem, er det Energistyrelsens vurdering, at en sådan model ikke nødvendigvis giver et mere retvisende resultat.</p>
--	--	--

<p><u>Side 3 (fodnote):</u></p> <p>”Det forudsættes, at der skal være balance mellem elforbrug og VE-baseret elproduktion på årsbasis.” Formuleringen kan misforstås. Ved nærmere eftersyn gælder den kun for det ekstra forbrug, der kommer ud over basisfremskrivningen og der opretholdes fortsat en nettoeksport som i basisfremskrivningen. Derudover forholder AF20 sig umiddelbart ikke til effekten af den sænkede elvarmeafgift på kraftvarmeproduktionen fra biomasse. Denne må forventes at blive reduceret relativt til BF20 og erstattet af el fra vind, sol og varme fra varmepumper og elkedler, hvilket vil føre til lavere nettoeksport af strøm.</p> <p>To af TYNDP20-scenarierne fra ENTSO-E er umiddelbart tilstrækkelige, mens det sidste (National Trends) ikke vil bringe Europa på vej mod det langsigtede mål om klimaneutralitet og alene leverer 40 pct. CO₂-reduktion i 2030, hvilket er det nuværende mål, som den danske regering arbejder på at få hævet til mindst 55 pct. Indtil de nye scenarier er implementeret lægger udkastet op til, at man fortsat anvender Sustainable Transition-scenariet fra TYNDP18. Dette scenarie er forløberen til National Trends og er desuden blevet overhalet</p>		<p>Tilgangen i AF20 er at dansk forbrug af el skal kunne forsynes af danskproduceret el fra VE på årsbasis. Denne tilgang har været anvendt i en årrække.</p> <p>Der er i AF20 taget stilling til de planlagte sænkelse af elvarmeafgiften, ligesom der inkluderet øvrige afgifter og tilskud på el- og varmeområdet. Derfor er der også en væsentligt større udbygning med store varmepumper end i BF20, som erstatter anden kraftvarmeproduktion på biomasse og naturgas. Dette indgår i Energistyrelsens modelberegninger.</p> <p>Udlandsdata er ikke en del af AF. Data omkring udvikling i udlandet indgår i såvel Energistyrelsens som i Energinets modeller. Energinet anvender stadig TYNDP18, men kommer forventeligt til at anvende MAF20 kombineret med TYNDP20 som udgangspunkt for det næste udlandsdatasæt. Der er en forventning om, at scenarierne også implementeres i Energinets model.</p>
--	--	---

<p>af den faktiske udvikling. F.eks. med hensyn til udbygningen af støttefri vindkraft i Norden.</p>		
<p>AF20 inkluderer mange positive elementer fra klimaaftalen af 22. juni 2020, der viser vejen mod opfyldelsen af 70%-målet. Dog indeholder AF20 ikke en opgørelse over drivhusgasudledningen og en vurdering af Danmarks samlede energiforbrug, hvorfor det ikke er muligt at vurdere hvorvidt udviklingsforløbet i AF20 fører til en opnåelse af 70%-målet. Det gør det også vanskeligt at vurdere, om der reelt med AF20 er tale om et realistisk 'best guess' for udviklingen af det danske energisystem.</p> <p>Da der er flere veje til opfyldelse af 70%-målet og en betydelig usikkerhed om hvilken vej der fører til en optimal realisering, er Wind Denmark tilfreds med, at Energistyrelsen i samarbejde med Energinet har igangsat et arbejde, der kigger på hvorvidt, analyseforudsætningerne fremadrettet bør indeholde mere end ét udviklingsforløb.</p> <p>Analyseforudsætningerne har hidtil ikke inkluderet elementer, der ikke har haft direkte indflydelse på Energinets arbejde, f.eks. CCSU og brugen af biobrændstoffer. Wind Denmark finder ikke længere, at dette er holdbart, da CCS er en energitung proces og da brugen af biobrændstoffer kan have en stor indflydelse på behovet for PtX-brændstoffer</p>	<p>Wind Denmark</p>	<p>AF udarbejdes til brug for Energinets arbejde og indeholder derfor de elementer, der vurderes nødvendige hertil. AF20 indeholder et sandsynligt udviklingsforløb, hvis retning, efter Energistyrelsens vurdering, muliggør opnåelse af de klimapolitiske mål i 2030 og 2050.</p> <p>Et centralt element i den langsigtede anvendelse af biobrændstoffer og Power-to-X vedrører forholdet mellem CO2-kompensering ved BECCS/DACCS og ønsket om udfasning af fossile brændstoffer fra transportsektoren. Dermed er der endnu betydelig usikkerhed hæftet ved udbygningen af henholdsvis CCS og PtX i Danmark. Energistyrelsen vil analysere nærmere på at belyse disse usikkerheder frem mod næste års analyseforudsætninger. Energistyrelsen og Energinet arbejder generelt løbende på at forbedre AF, både ift. indhold og ift. transparens. I arbejdet med AF21 vil der dels blive set på om AF skal indeholde mere end et udviklingsforløb, om AF indeholder de nødvendige elementer samt hvordan transparens sikres.</p>

<p>fremadrettet. Da AF20 inkluderer fremskrivning af PtX-energiforbrug, formoder vi, at disse elementer stadig indgår i den bagvedliggende analyse, hvorfor vi vil opfordre til, at Energistyrelsen også offentliggør analysearbejdet omkring disse elementer fremadrettet, for at skabe fuld transparens omkring f.eks. den forventede nødvendige PtX-kapacitet.</p> <p>Wind Denmark mener, at der er brug for at genoverveje realismen i den centrale metodiske antagelse om en 'national tilgang' i AF20 som <i>"er udarbejdet ud fra et nationalt fokus, således at dansk forbrug og dansk produktion antages at følges ad"</i>. Energimarkederne er internationale, hvorfor en 'national balance' er usandsynlig og vil være udtryk for en markedsøkonomisk fejl.</p> <p>Wind Denmark ser frem til det separate elprisfremskrivningsnotat, og opfordrer til, at man i dette notat, for at sikre transparens, også offentliggør de sol- og vindvægtede elpriser.</p> <p>Wind Denmark mener at der mangler et udfasningsscenario for biomasse i opvarmningen jf. myndighedernes egen vurdering om, at det vil kræve 80% reduktion af det nuværende store biomasseforbrug, for at være foreneligt med det bredt funderede politiske</p>		<p>Det er Energistyrelsens vurdering, at en stor udbygning med eksport for øje kan føre til større nationale infrastrukturudbygninger og en sådan udvikling bør derfor følge et politisk udtalt ønske eller målsætning herom. Udbygningen med havvind antages således alene at følge det estimerede elforbrug til at muliggøre opfyldelse af de nationale mål. Energistyrelsen vil i arbejdet med AF21 tage den nationale tilgang op til overvejelse i forbindelse med overvejelser om, hvorvidt AF skal indeholde et eller flere udviklingsforløb.</p> <p>Energistyrelsen offentliggør et særskilt notat omkring elprisudviklingen i forlængelse af offentliggørelsen af AF20. Heri vil også de sol- og vindvægtede elpriser indgå.</p> <p>Der foreligger ikke på nuværende tidspunkt en politisk målsætning om reduktion af biomasseforbruget, hvorfor der ikke indgår eksplicitte antagelser om reduktion på eksempelvis 80%. Energistyrelsen tager kommentaren med i det videre arbejde med kommende analyseforudsætninger.</p>
---	--	---

<p>ønske om at Danmark skal være et grønt foregangsland.</p>		
<p>Ørsted noterer sig, at AF20 antager et noget lavere elforbrug på 54TWh end de 71TWh, som er afrapporteret i Energi- og Forsyningssektorens afrapportering i forbindelse med Klimapartnerskabernes arbejde. En så markant forskel understreger behovet for at overveje at fremlægge mere end et muligt udviklingsforløb, som også nævnt i sammenfatningsnotatet.</p>	<p>Ørsted</p>	<p>Der findes som nævnt flere veje til målopfyldelse og Energistyrelsen vurderer, at målopfyldelse også vil kunne opnås med et mindre elforbrug end de 71 TWh. Se endvidere kommentar til Dansk Energis høringssvar ovenfor. Energistyrelsen og Energinet arbejder løbende på at forbedre AF, og som beskrevet i Sammenfatningsnotatet vil der i arbejdet med AF21 blive set på om AF skal indeholde mere end et udviklingsforløb.</p>

Brændselspriser

Hørings svar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
Selvom elprisen ikke er en del af Analyseforudsætningerne mener Evida, at de nødvendige pristillæg til elspotprisen bør fastsættes specifikt, tilsvarende hvad der er gjort for de øvrige brændsler. Herunder transmission, distribution og avance. Der vil være tale om en væsentlig samfundsøkonomisk og brugerøkonomisk forvrængning af de reelle omkostninger, hvis ikke avancen indregnes i analyserne.	Evida	De samfundsøkonomiske elpristillæg kan findes i Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger. Energistyrelsen vil dog se nærmere på mulighederne for at lade Analyseforudsætningerne indeholde elpristillæg svarende til tillæggene for de øvrige brændsler, da dette er en efterspørgsel fra Energinet.
Brændselspriserne baserer sig på IEA's Stated Policies-scenarie, der alene er en implementering af nuværende nationale målsætninger for verdens lande. Disse målsætninger er utilstrækkelige i forhold til at levere de nødvendige reduktioner. Klimarådet anbefaler i stedet for, at Energistyrelsen anvender priser fra IEA's Sustainable Development-scenarie, både her og i de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, da disse bedre afspejler en fremtid kompatibel med Parisaftalen.	Klimarådet	Energistyrelsen er opmærksom på dette og er i overvejelser omkring hvorvidt, man fremover bør anvende IEA's Sustainable Development-scenarie fremfor Stated Policies-scenariet til Analyseforudsætningerne.

CO₂-kvotepris

Høringsvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
Klimarådet opfordrer Energistyrelsen til at skelne mellem kvoteprisen og den samfundsøkonomiske værdi af CO ₂ -reduktioner. Danmark har besluttet sig for at gå foran i den grønne omstilling og de politiske mål antager derfor implicit en CO ₂ -pris, der er væsentligt højere end den forventede kvotepris.	Klimarådet	Energistyrelsen er opmærksom på dette og vil se nærmere på fordele og ulemper ved eksempelvis at anvende en supplerende CO ₂ -pris uden for kvotesystemet.

I dagene efter høringsperioden for Analyseforudsætningerne gik i gang, blev fremskrivningen af CO₂-kvoteprisen opdateret. Baggrundsnotat for CO₂-kvoteprisen er opdateret med den nye fremskrivning samt sammenligning med den seneste fremskrivning. Opdateringen betyder en lavere kvotepris for hele perioden.

Datacentre

Hørings svar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
<p>Datacentre er en meget stor kilde til overskudsvarme. Udnyttelse af overskudsvarmen via fjernvarmesystemerne ser ikke ud til at være indregnet.</p>	<p>Grøn Energi</p>	<p>Energistyrelsen er enig i, at datacentre er en væsentlig kilde til udnyttelse af overskudsvarme i fjernvarmesystemet. Der er dog fortsat tvivl om i hvilken grad, datacentre vil indarbejde overskudsvarme som en del af deres virksomhed, da en række andre faktorer også spiller ind på deres placering og drift.</p> <p>Store varmepumper er indregnet som en væsentlig del af udviklingen af fjernvarmesystemet, hvor der er taget udgangspunkt i data for udeluft som kilde med en gennemsnitlig COP på 3,4. Det er muligt, at overskudsvarme fra datacentre kan udnyttes via varmepumper i stedet for udeluft, hvorved den forventede COP vil være højere. Dette vil give et lidt lavere elforbrug, men ikke ændre væsentligt på den samlede udbygning med varmepumper i AF20.</p> <p>Kendte projekter er indregnet i AF20 med projektspecifikke data.</p> <p>Energistyrelsen forventer at se nærmere på overskudsvarme i fjernvarmesystemet (herunder ift. datacentre) frem mod AF21.</p>

Eltransmissionsforbindelser til udlandet

Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens Kommentar
<p>Hvis AF2020 skal være bedste bud på fremtiden og de to forbindelser (til energiøerne) er forventede, så giver det mening at tage dem med i analyseforudsætningerne og figuren. Teksten skaber uklarhed om, hvorvidt forbindelserne er med i analyseforudsætningerne eller ej.</p> <p>Hvis de to energiøer kun tilsluttes med 50 % kapacitet til det danske elnet, kan hele produktionen fra øerne ikke eksporteres til Danmark, og analyseforudsætningerne lægger dermed implicit op til en politisk beslutning om, at en betydelig del af havvindproduktionen skal eksporteres direkte. Det har væsentlige konsekvenser for Energinets planlægning af det danske transmissionsnet og elprisdannelsen i Danmark, hvordan disse parker er tilsluttet, og derfor ønsker Klimarådet en klarere analyse af hvilket tilslutningskoncept, der er optimalt.</p>	<p>Klimarådet</p>	<p>Teksten i baggrundnotatet vedr. antagelser omkring udlandsforbindelser relateret til energiøerne præciseres og udlandsforbindelserne inkluderes i figuren. Energistyrelsen anerkender, at teksten er uklar om hvilke antagelser der skal ligges til grund i forskellige typer analyser. Det beskrives nærmere, hvilke typer følsomheder og "reference"-punkter der bør analyseres på, når Energinet skal foretage analyser af netbehov ifbm. energiøerne.</p> <p>Det indgår i aftalen om Energi og Industri fra juni 2020 (EI20), at der skal etableres to energiøer i Danmark, forudsat at disse er rentable. Der foreligger endnu ikke beslutning om, hvor stor en del af kapaciteten fra energiøerne, der skal tilsluttes hhv. DK og udlandet. Bedste bud for nuværende er derfor en 50/50 fordeling. Antagelser om såvel kapaciteter som lande er forbundet med usikkerhed, hvorfor Energinet i de konkrete anvendelser af analyseforudsætningerne anbefales at udarbejde følsomheder på disse to parametre. Analyse af hvilket tilslutningskoncept, der er optimalt, ligger uden for AF-regi, men vil være en naturlig del af de videre analyser ifbm. realisering af energiøerne. Efterhånden som mere viden om hvordan konfigurationerne af energiøerne nærmere kan forventes at blive, vil dette indgå i fremtidige analyseforudsætninger.</p>

<p>Vi gør opmærksom på at der på markedet for offshore HVDC forbindelser til især vindmøller er ved at blive etableret en standard størrelse af HVDC forbindelserne. Det er især ved at blive implementeret i den tyske del af Nordsøen. Der er 3 standard størrelser: 900, 1200 og 2000 MW HVDC forbindelser. Vi anbefaler at når man undersøger overføringskapaciteterne fra energierne, at man specifikt undersøger disse størrelser. Der er allerede investeret betydelig midler i udviklingen af disse offshore HVDC forbindelser fra industriens side. Hvis man anvender samme størrelser i planlægningen i Danmark, vil etableringen af forbindelserne uden tvivl blive mere økonomisk.</p> <p>Vi kan ikke læse i baggrundsnotatet at Energinet skal undersøge effekten af en yderligere elektrisk forbindelse over Storebælt. Storebælt forbindelsen kører ofte på fuld kapacitet og det er vores opfattelse at en yderligere udbygning af havvindmølle kapaciteten i Danmark med bl.a. Thor og Hesselø parkerne vil øge behovet for udveksling af effekt mellem vest og øst Danmark. Effektsituationen på Sjælland kan også blive yderligere udfordret at store elektriske varmepumper, der etableres i stedet for kraftvarme-produktion på de store kraftværker. Derfor vil vi anbefale at effekten af en Storebælt 2 forbindelse også undersøges.</p>	<p>Siemens Energy</p>	<p>Energistyrelsen vil tage denne nyttige viden med i det videre arbejde med energierne samt viderebringe denne viden til Energinet.</p> <p>Analyseforudsætningerne medtager som udgangspunkt kun besluttede udlandsforbindelser herunder forbindelser over Storebælt (dog gøres en undtagelse herfor ift. udlandsforbindelser relateret til energierne). På baggrund af analyseforudsætningerne analyserer Energinet behovet for yderligere forbindelser, hvor en ny forbindelse over Storebælt vurderes på lige fod med alternative løsninger.</p>
<p>Wind Denmark har noteret sig, at Energistyrelsen i analyseforudsætninger ifbm. Energierne antager en</p>	<p>Wind Denmark</p>	<p>Se bevarelse af spørgsmål til Klimarådet ovenfor.</p>

<p>samlet transmissionskapacitet til de forbundne områder, som er lig med den tilknyttede el-produktionskapacitet, f.eks. 2 GW el-produktionskapacitet ifbm. energigøen ved Bornholm i kombination med 1 GW transmissionskapacitet til henholdsvis DK2 og Polen. Vi håber at Energistyrelsen vil fremlægge fuld transparens om, begrundelserne for og analyserne bag, hvorfor man har valgt at dimensionere transmissionskapacitet til hver enkelt af de forbundne områder, som er lavere end produktionskapaciteten.</p>		<p>Antagelser om såvel kapaciteter som lande er forbundet med usikkerhed, hvorfor Energinet i de konkrete anvendelser af analyseforudsætningerne vil udarbejde følsomheder på disse to parametre.</p>
<p>Ørsted opfordrer Energistyrelsen og Energinet til en tidlig inddragelse af alle relevante aktører og størst mulig transparens omkring både den nævnte retningslinje for håndtering af levetider på eksisterende udlandsforbindelser og overvejelser omkring de udlandsforbindelser, der vil etableres i forbindelse med energigørerne.</p> <p>Det er uklart hvorvidt de forbindelserne til Polen og Holland er regnet med i AF. Ørsted foreslår en præcisering.</p>	<p>Ørsted</p>	<p>Ønsket er noteret og videregives også til Energinet.</p> <p>Teksten i baggrundnotatet vedr. antagelser omkring udlandsforbindelser relateret til energigørerne præciseres og udlandsforbindelserne inkluderes i figuren. Se desuden svar til Klimarådet ovenfor.</p>

Forbrug i husholdninger og erhverv

Hørings svar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
Dansk Energi er enig i, at gassen skal ud af husholdningernes opvarmning, hvis 70%-målet skal realiseres. Vi tvivler dog på, at kendte og nye tiltag vil føre til en så accelereret omstilling, som antaget af Energistyrelsen.	Dansk Energi	Der er stor usikkerhed forbundet med hvor hurtigt udfasningen kan forventes at ske. Energistyrelsen anbefaler derfor Energinet, at supplere AF20 med følsomheder på de to alternative udviklingsforløb beskrevet i baggrundsnotatet om forbrug i husholdninger og erhverv.
<p>Andelen af fjernvarmeforbrug i husholdninger og erhverv bør stige henover årene. I runde tal vokser antallet af husstande med fjernvarme med ca. 20.000 om året, og det har det gjort over en årrække.</p> <p>Hvilke husholdninger er det som omstilles til små varmepumper? En stigning til 4000 GWh i 2040 svarer til mindst 600.000 husstande med nye små varmepumper. Dvs. markant mere end de eksisterende olie- og naturgasboliger. Vi vurderer, at der ikke findes</p>	Grøn Energi	<p>Vurderingen af fjernvarmeforbruget er baseret på en samlet model af de danske husholdningernes varmeefterspørgsel, Energistyrelsens IntERACT model. I IntERACT modellen indgår såvel forventninger til el- og fjernvarmepriser fra RAMSES modellen, teknologiomkostninger knyttet til varmepumper og andre konverteringsteknologier, samt investeringer i energieffektivisering af enfamiliehuse- og etageboliger. I IntERACT-modellen indgår således også at huse tilsluttet fjernvarme hen over tid bliver mere energieffektive. Energistyrelsen arbejder løbende på at opdatere og udvikle IntERACT-modellen. I AF20 har forbedringen af datagrundlaget knyttet til de fremtidige fjernvarmepriser således givet anledning til en opjustering af husholdningernes fjernvarmeforbrug relativt til AF19.</p> <p>I IntERACT modelleres varmebehovet ikke alene for enfamiliehuse, men også for etageboliger og sommerhuse – kort sagt samtlige opvarmede kvadratmeter i Danmark. De 4000 kWh i 2040 dækker dermed ikke udelukkende over enfamiliehusstande, men også over etageboliger som installerer store varmepumper til at levere til en hel bygning, samt sommerhuse der</p>

<p>600.000 husstande i Danmark, hvor det er bedre at installere små varmepumper end at etablere eller fastholde fjernvarme.</p> <p>Antagelsen (side 4) om at skrottede gasfyr primært vil blive erstattet af små eldrevne varmepumper (og ikke fjernvarme) er fejlagtig, og den har alvorlige konsekvenser. Den påtvinger en u hensigtsmæssig og dyr udvidelse af elnettet.</p> <p>Mere præcis tekst om varmepumper efterlyses, fx at der altid står "individuelle" eller "store" varmepumper. Ordet varmepumper bør dække både små (individuelle) og store varmepumper. Det ser desuden ud til at "store varmepumper" kun dækker fjernvarmens varmepumper. Hvad med store varmepumper i industrien?</p> <p>AF20 overvurderer antallet af små varmepumper og under-</p>		<p>skifter deres brændeovne ud med luft-til-luft varmepumper. Derfor er det vanskeligt præcist at estimere antallet af installerede varmepumper. Konverteringerne sker heller ikke udelukkende fra husholdninger med gas- eller oliefyr, men også fra træpillefyr, brændeovne osv.</p> <p>Der arbejdes løbende på at forbedre Energistyrelsens analyser og modeller. I den forbindelse er et fokusområde, spørgsmål omkring konvertering mellem forskellige teknologier til rumopvarmning. Høringsvaret fra Grøn Energi vil også indgå i overvejelser knyttet til dette arbejde.</p> <p>I AF20 har forbedringen af datagrundlaget knyttet til de fremtidige fjernvarmepriser således givet anledning til en opjustering af husholdningernes fjernvarmeforbrug relativt til AF19.</p> <p>I AF20 dækker ordvalget "store varmepumper" udelukkende over varmepumper der producerer varme til fjernvarmesystemet. Opdelingen af varmepumper i husholdninger og erhverv er ikke eksplicit efterspurgt i AF20, og er derfor ikke opdelt.</p> <p>AF20 repræsenterer en balanceret faglig vurdering af forskellige varmeforsyningsteknologier. Energistyrelsen arbejder løbende på at forberede såvel analyser og modeller, og her er branchens kommentarer uundværlige.</p>
---	--	--

<p>vurderer fjernvarmebehov og elforbrug i fjernvarmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Meget rumvarme kan omstilles til fjernvarme, og det påvirker både el- og fjernvarmebehov. • Omstilling af procesvarme baseret på fjernvarme har økonomiske og klimamæssige fordele, og vi forventer at store mængder bliver omstillet. Det påvirker både el- og fjernvarmebehov. • Overskudsvarme fra industri påvirker sammensætningen af fjernvarmen, og dermed indirekte elforbruget. 		
<p>Forbrug af naturgas til husholdninger er stort set uændret fra 2030 til 2040. Antages det at udfasningen af naturgasfyr går i stå? Forbruget af gas til erhverv er jævnt faldende. Antages der ingen større konverteringsprojekter fra kul, koks og olie til gas?</p>	<p>Klimarådet</p>	<p>Forbruget af ledningsgas (naturgas + grøn gas) falder fra ca. 2.500 GWh i 2030 til ca. 1.700 GWh i 2040, et fald på en tredjedel. Dette fald er klart mindre end det absolutte fald fra 2020 til 2030, men det afspejler en antagelse om træghed i den anvendte model (IntERACT modellen). Næmlig at det grundlæggende er forbundet med flere omkostninger at fjerne den sidste ledningsgas fra husholdningerne.</p> <p>Det store fald frem mod 2030 skyldes antagelsen om den accelererede udfasning der bliver lagt op til i forbindelse med indfrielsen af 70% målsætningen.</p> <p>Der regnes ikke på konkrete konverteringsprojekter for erhverv. Der antages et løbende skift væk fra fossile energikilder mod forskellige typer VE-brændsler i erhvervslivet drevet af de klimapolitiske målsætninger. Der skønnes også at være et vist skift mod naturgas givet at CO₂-indholdet i naturgas er lavere end kul, koks og olie.</p>

		<p>Det bemærkes yderligere, at i AF indgår der ikke konkrete virkemidler såsom ændrede støtte- og afgiftssatser. Afhængigt af typen og sammensætningen af virkemidler vil tempo og mængde af konverteringer mellem brændsler kunne ændres markant.</p>
<p>TEKNIQ Arbejdsgiverne henviser til Energifondens analyse "Roadmap: udfasning af naturgas til rumvarme", der viser, at allerede i 2030 vil næsten halvdelen af opvarmningsbehovet kunne dækkes af varmepumper. Men der er behov for en flerstrengt indsats for at kunne lykkes: med nudging, skrotningspræmie og forbud mod nye traditionelle gasfyr, er det ifølge analysen sandsynligt, at 200.000 varmepumper – både luft/vand og gashybridvarmepumper – kan erstatte gasfyrene i mange af de bygninger, der i dag bliver opvarmet med naturgas. TEKNIQ Arbejdsgiverne er bekymret for, at analyseforudsætningerne ikke i tilstrækkeligt omfang tager højde for den træghed i konverteringen af de gasfyrsofvarmede bygninger, som eksisterer. Derfor opfordres til at der i AF20 inddrages resultaterne af Energifondens analyse.</p> <p>I AF20 forudsættes det, at en meget stor del af de olie- og naturgasopvarmede bygninger vil blive konverteret til alternativer. Først og fremmest varmepumper. TEKNIQ Arbejdsgiverne mener dog, at hvis ikke</p>	<p>TEKNIQ Arbejdsgiverne</p>	<p>ENS takker for henvisningen til analysen, som vi har læst og taget til efterretning. AF20 søger at fange træghed i konvertering mellem forskellige opvarmningsteknologier vha. IntERACT modellen. I IntERACT modellen fanges fx, at gaskedler ofte ikke udfases før de har nået deres tekniske levetid. Mens gaskedler (i lighed med andre teknologier) ikke er beskrevet som én teknologi; men som flere typer gaskedler med forskellige omkostninger og potentialer. Herigennem indgår det i analyserne bag AF20, at investorerne (her husholdninger) kan have præferencer for at bibeholde den "kendte" teknologi; og at der derfor skal relativt meget til før de vil vælge at konvertere til fx en varmepumpe.</p> <p>Analyseforudsætninger er modsat Energistyrelsens basisfremskrivning <i>ikke</i> en frozen policy fremskrivning, men en fremskrivning, der tager højde for politiske mål, der i praksis vil kræve ny politik for at kunne opnås. Analyseforudsætningerne indeholder</p>

<p>der gøres op med en række barrierer, herunder komplicerede tilskudsmuligheder samt myten om varmepumpers anvendelighed (nødvendig efterisolering), vil de udgøre barrierer for udfasningen af oliefyr, og dermed er det tvivlsomt, hvorvidt analyseforudsætningerne i forhold til indfasningen af varmepumper er for optimistiske.</p> <p>Det bemærkes at hybridvarmepumper ikke indgår i analyseforudsætningerne for Energinet, til trods for at de vil være en omkostningseffektiv måde at reducere CO₂-udledningen på og samtidig bidrage med fleksibilitet i de perioder, hvor elnettet er mest belastet.</p>		<p>dermed udviklinger, der kan imødekomme politiske mål, men siger ikke noget om hvilke mere konkrete tiltag, der er nødvendige for at målene opnås. Som TEKNIQ ganske rigtig påpeger vil en flerstrengt indsats kunne påvirke trægheden knyttet til konvertering til varmepumpe teknologi, og det antages i noget omfang at ske i AF20, men i mindre grad end i "Roadmap: udfasning af naturgas til rumvarme".</p> <p>Almindelige, "smarte" varmepumper, såfremt anlæggene dimensioneres hertil, bør i langt de fleste situationer kunne "flytte" sit forbrug mindst 1-2 timer i døgnet og derved reducere belastningen på elnettet på kritiske tidspunkter. Hybridvarmepumper giver potentiel uendelig fleksibilitet, men det er ikke Energistyrelsens nuværende vurdering, at den samfundsøkonomiske øgede værdiskabelse heraf modsvarer de øgede omkostninger ved at have dobbelt forsyningskilde. Energistyrelsen er dog interesseret i at høre om eventuel ny viden på dette område. Hybridvarmepumper skønnes endvidere at føre til en proportional fortrængning af varmepumper og gaskedler. Introduktion af hybridvarmepumper vurderes derfor ikke i sig selv at ændre væsentligt på fordelingen mellem gas- og elforbrug til opvarmning i AF20.</p>
---	--	---

Ledningsgas og gasstrømme

Hørings svar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
<p>Det fremgår af datasættet, at Energistyrelsen antager, at det danske forbrug af grøn gas (bionaturgas) vil udgøre 63 pct. af det samlede gasforbrug i 2030 og 100 pct. i 2040 på baggrund af mellem- og langsigtede politiske mål. Det antages dermed, at alt dansk produceret biogas forbruges i Danmark og ikke eksporteres til fx Sverige eller Tyskland. Europa-Kommissionen godkendte i juni 2020 en forlængelse af Sveriges skatteundtagelse for bl.a. biogas anvendt til opvarmning, hvilket taler for en vis efterspørgsel efter biogas i Sverige, som sandsynligvis vil komme fra Danmark.</p> <p>Analyseforudsætningerne fastsætter fordelingen af Nordsøproduktionen med 50% til Holland og 50% til Danmark, selvom fordelingen aldrig har været 50%/50%. Derimod er gas historisk set altid primært flowet til Danmark og andelen til Holland har højest udgjort 30%. Energistyrelsens antagelse fører til en undervurdering af eksport af gas til Tyskland. Der begrundes ikke for 50/50 fastsættelsen, men konstateres, at fordelingen vil afhænge af markedsforhold, prisen for transit af gas samt ejerskab til Nordsøledningerne. Dansk Energi opfordrer Energistyrelsen til at</p>	<p>Dansk Energi</p>	<p>Det er i analyseforudsætningerne antaget, at gasforbrug og mængden af grøn gas er i overensstemmelse med de politiske aftalte målsætninger - herunder det langsigtede mål om nettonuludledning af drivhusgasser. Dette krav fortolkes som, at al gas anvendt i Danmark skal modsvares af produktion af grøn gas. I baggrundsnotat om gas er det formuleret lidt upræcist som, at hele det danske forbrug af gas skal være grønt på det lange sigt, men meningen er altså, at der skal være tilstrækkelig produktion af grøn gas til, at det svarer til det danske forbrug. Om den grønne gas så via certifikater sælges til eksempelvis Sverige, er i den sammenhæng ikke afgørende. Dette vil blive sprogligt justeret i den endelige udgave af baggrundsnotatet.</p> <p>Energistyrelsen ser sig ikke på nuværende tidspunkt i stand til at opstille egentlige modeller, der kan forudsige gasflowet, som det fremgår af høringsmaterialet. Der er derfor valgt en simpel tilgang med en 50/50 fordeling. Der er betydelig usikkerhed om denne fordeling. Energistyrelsen vil anbefale Energinet at supplere AF20 med følsomheder med andre fordelingsnøgler – dette vil blive præciseret i baggrundsnotatet.</p>

<p>anvende en metode/model, som indeholder de relevante faktorer og giver en retvisende forventning til fremtidens gasflow i transmissionssystemet.</p> <p>AF19 indeholdt data om gasforbindelser og transmissionskapaciteter, hvilket ikke er med i AF20. For overblikkets og fuldstændighedens skyld bør data om gasforbindelser og transmissionskapaciteter fastholdes i analyseforudsætningerne.</p> <p>I udkastet til AF20 er gasdata kun angivet i GWh sammen med oplysningen om, at alle tal er angivet i øverste brændværdi. Dansk Energi ser gerne, at omregningsfaktorerne fremgår tydeligt i gasfanen af data-sættet, som det var tilfældet med AF19. Desuden bør den anvendte brændværdi oplyses i det tilhørende baggrundsnotat.</p>		<p>Informationer om gasforbindelser og transmissionskapaciteter er taget ud af analyseforudsætningerne, da dette varetages af Energinet i forbindelse med "incremental capacity"-processen. Energistyrelsen er i løbende dialog med Energinet om transmissionssystemets kapacitet, men Energistyrelsen har valgt at lade Energinet håndtere information om både den kortsigtede og langsigtede kapacitet af transmissionssystemet samt konsekvenser af dette. Oversigten over kapaciteten udgives årligt som en del af Energinets <i>Redegørelse for gasforsyningsikkerhed</i>.</p> <p>Energistyrelsen har valgt at undlade angivelse af gasdata i m³, da det ofte giver anledning til misforståelser. Tidligere var der i Analyseforudsætningerne også angivet værdier i m³ med fast omregningsfaktor fra energi med 12,1 kWh_e/m³, uanset den faktiske brændværdi fra forsyningskilden. Dette var med baggrund i primær forsyning fra Nordsøen, som havde en relativt ensartet (høj) brændværdi. I dag, hvor den primære forsyningskilde er Tyskland, er brændværdien væsentligt lavere, hvilket reducerer brændværdien i transmissionssystemet som helhed mærkbart. Dette vil kunne give anledning til mange spørgsmål. Angivelsen i energi er derimod entydig og hvis man har behov for omsætning til m³, vurderes det bedre, at man selv vælger omsætningsfaktoren. Dette kan eventuelt ske med aktuel brændværdi fra</p>
---	--	--

		<p>forsyningskilden (fra biogas ca. 10,8 kWh_e/m³ til Nordsøgas 12,5 kWh_e/m³), som kan findes på Energinets hjemmeside.</p>
<p>Hvad er den økonomiske driver bag en fordobling af mængden af grøn gas?</p> <ul style="list-style-type: none"> Hvordan er biogasmængden i 2040 estimeret? Er der lavet en økonomisk vurdering af produktionsomkostninger og efterspørgsel? Sælges alle biogascertifikater ikke stadig til udlandet? Hvordan hænger dette sammen med, at alt gas i Danmark er grønt i 2040? <p>Baltic Pipe:</p> <ul style="list-style-type: none"> Hvorfor er det forventede flow i Baltic Pipe ikke med i vurderingen af gasstrømme i det øvrige danske gastransmissionsnet og hvad 	<p>Grøn Energi</p>	<p>Prognosen for biogas er baseret på forventet produktion og et estimat for udviklingen af biogasproduktion under hensyn til de kommende udbud af ny biogasproduktion, som er aftalt med klimahandlingsplanen. Eksport af biogas via biogascertifikater giver et ekstra tilskud til produktionen af biogas, men påvirker ikke Danmarks mål for CO₂-udledning gennem de nuværende regler.</p> <p>Det er korrekt, at en stor del af biogascertifikaterne (omend ikke alle) i dag sælges til udlandet. Dette er dog ikke væsentligt for den tilgang, der er lagt til grund for fremskrivningen, hvor det langsigtede pejlemærke er, at al gas anvendt i Danmark skal modsvares af produktion af grøn gas. I baggrundsnotat om gas er det formuleret lidt upræcist som, at hele det danske forbrug af gas skal være grønt på det lange sigt, men meningen er altså, at der skal være tilstrækkelig produktion af grøn gas til, at det svarer til det danske forbrug. Om den grønne gas så via certifikater sælges til eksempelvis Sverige, er i den sammenhæng ikke afgørende. Dette vil blive sprogligt præciseret i den endelige udgave af baggrundsnotatet.</p> <p>Forventet gasflow via Baltic Pipe er holdt separat af hensyn til på transparent måde at vise Energinets forventninger til udnyttelsen af gasrøret. I praksis kommer gas fra Baltic Pipe til at flyde sammen med det øvrige gas i transmissionsnettet og det tages der hensyn til i forbindelse med Energinets planlægning</p>

<p>er konsekvenserne for brugen af AF20 i Energinets design af gassystemet? Er der andet, som kan påvirkes af dette, f.eks. vurdering af gasforsyningssikkerheden? Baltic Pipe vil øge gasflowet markant og sætningen virker mærkelig.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Der bliver stillet meget kritiske spørgsmål til Baltic Pipe. Hvorfor har man valgt, at Baltic Pipe indgår i AF20? 		<p>og vurdering af forsyningssikkerheden. Baltic Pipe er vedtaget og anlægsprojektet er i gang. Derfor medtages det som grundlag i Analyseforudsætningerne.</p>
<p>Det virker konservativt at antage, at eksporten af fossil naturgas til Sverige kun falder fra 10,9 til 7,7 TWh i perioden 2020-2040.</p>	<p>Klimarådet</p>	<p>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. Det er korrekt, at den anvendte fremskrivning kan forekomme konservativ i en verden med grønne visioner, men Energistyrelsen har ikke modtaget nye input fra svensk side, der kan berettige ændringer i forhold til sidste års fremskrivning og har derfor valgt at bibeholde sidste års tal. Det er dog ønsket, at næste års udgave af Analyseforudsætningerne kan byde på et opdateret bud på eksport af gas til Sverige, som er mere i overensstemmelse med den grønne dagsorden.</p>
<p>Det forudsættes at al gasforbrug i 2040 vil være grøn gas. Med udgangspunkt i at det fremskrevne forbrug vil betyde en næsten fuld udnyttelse af det tekniske biomassepotentiale kombineret med de hidtil høje produktionsomkostninger for biogas og andre grønne</p>	<p>Wind Denmark</p>	<p>Det er korrekt, at der i dag fortsat er høje produktionsomkostninger for biogas og andre grønne gasser, men hvis Danmark skal nå det langsigtede mål om klimaneutralitet senest i 2050, er det Energistyrelsens vurdering, at den anvendte gas skal være grøn, og at dette skal ske før 2050. Hvorvidt det bliver i 2040 eller før/efter er naturligvis behæftet med en vis usikkerhed. Men</p>

<p>gasser, finder Wind Denmark antagelsen meget usikker og mener at det er tvivlsomt om dette scenarie udgør det 'bedste bud'.</p>		<p>det er Energistyrelsens vurdering, at omkring 2040 udgør bedste bud.</p>
<p>Grundet nedgradering af den uafbrydelige transportkapacitet fra Danmark til Tyskland er det væsentligt, at man fra dansk side er i stand til at melde en klar forventet profil ud for perioden efter 2022, da en sådan klar profil bidrager til at underbygge argumentationen omkring fastholdelse og udbygning af uafbrydelig kapacitet på tysk side.</p> <p>Ørsted stiller sig tvivlende over for Energistyrelsens synspunkt omkring, at ejerskab af ledningen har en selvstændig betydning for gasflowet.</p> <p>AF20 antager en 50/50 fordeling af gasmængder fra Nordsøen til Holland og Danmark. Ørsted mener, at der bør anvendes en model til beregning af denne fordeling. Ørsted opfordrer Energistyrelsen til at justere sin underliggende model og fremskrivninger af analyseforudsætningerne for gasflowet til/fra Danmark, således at modellen afspejler de grundlæggende økonomiske forhold.</p>	<p>Ørsted</p>	<p>Med hensyn til transmissionssystemets kapacitet er Energistyrelsen opmærksom på, at transmissionssystemets kapacitet til og fra Tyskland er vigtigt både forsyningssikkerheds- og markedsræssigt. Disse spørgsmål varetages af Energinet i forbindelse med "incremental capacity"-processen med nabolandene, og Energistyrelsen er i løbende dialog med Energinet om transmissionssystemets kapacitet.</p> <p>I høringsudgaven af baggrundsnotatet er det formuleret således: <i>"Forholdet mellem, hvor meget gas der flyder til Danmark hhv. Holland, vil bl.a. afhænge af markedsforhold, prisen for transit af gas samt ejerskab til Nordsøledningerne (danske og hollandske)".</i> Argumentet om ejerskab fjernes fra teksten.</p> <p>Energistyrelsen ser sig ikke på nuværende tidspunkt i stand til at opstille egentlige modeller, der kan forudsige gasflowet, som det fremgår af høringsmaterialet. Der er derfor valgt en simpel tilgang med en 50/50 fordeling. Der er betydelig usikkerhed om denne fordeling. Energistyrelsen vil anbefale Energinet at supplere AF20 med følsomheder med andre fordelingsnøgler – dette vil blive præciseret i baggrundsnotatet.</p>

Power-to-X (PtX)

Hørings svar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
<p>AF20 lægger op til en forventet gradvis udbygning af PtX anlæg med en estimeret elektrolysekapacitet på 1 GW i 2030 og ca. 3 GW i 2040. Det er Brintbranchens holdning at begge disse estimater er lavt sat – og dermed ikke giver et retvisende billede af forventede udvikling. Vores vurdering er baseret på de allerede planlagte investeringer i PtX, eller kommende projekter der er i støbeskeen, samt de estimater der tidligere er fremlagt igennem regeringens klimapartnerskaber og EU-Kommissionen. Der findes flere elektrolyseprojekter der pt. er under opførelse eller er under planlægning inden 2030. Dertil kommer at der i rapporten fra regerings klimapartnerskaber for energi- og forsyningssektoren, vurderes at PtX kan bidrage med en nødvendig reduktion på 1,9 mio. ton CO2 årligt. Dette bidrag vil kræve en kraftig udbygning og en fuld industrialisering af PtX med en samlet nødvendig elektrolysekapacitet på 2-3 GW. Derfor er det også skuffende at AF20 kun lægger op til en samlet udbygning på elektrolyse på 3 GW i 2040.</p> <p>Det fremgår desuden af analysens baggrundsnotat om PtX, at "PtX-teknologierne er generelt mere teknisk komplekse og økonomisk omkostningsfulde end</p>	<p>Brintbranchen</p>	<p>Energistyrelsen anerkender, at udviklingen er underlagt stor usikkerhed, og Energinet anbefales derfor at tage højde for det angivne udfaldsrum afhængigt af de konkrete analyseformål. Udfaldsrummet inkluderer en kapacitet på op til 3 GW i 2030 og 6 GW i 2040. Energistyrelsen mener, at dette udfaldsrum er dækkende for en udvikling med væsentligt større anvendelse af PtX.</p>

<p>opfyldelse af energibehov via direkte elektrificering, energieffektivisering, anvendelse af biometan (opgraderet biogas) og biofuels. Det samlede energiforbrug inkluderer i denne sammenhæng salget af brændstoffer i Danmark, dvs. energiforbrug til internationale transportaktiviteter som udenrigsluftfart og –skibsfart (bunkring). CO2 neutrale PtX-brændstoffer forventes derfor som udgangspunkt taget i brug efter disse alternativer er udtømte (som følge af enten tekniske eller ressourcemæssige begrænsninger).“ Brintbranchen er enig i, at direkte elektrificering i mange tilfælde vil være at foretrække, hvor dette er muligt, om end der også her vil være udfordringer, bl.a. i forhold til vægt, procestemperatur og elnettet. Ligeledes er det selvklart at energieffektiviseringer er at foretrække hvor muligt, uanset energikilde. Men at alle former for biobrændstoffer er mindre omkostningstunge og mindre teknisk komplekse end PtX brændstoffer - herunder den rene brint – er et underligt og udokumenteret statement i rapporten. Der er massive forskelligheder på biobrændstoffer - såvel flydende som gasformige – ligesom det er tilfældet med PtX-baserede brændsler og det er ingenlunde en rimelig antagelse at et bio-brændstof altid vil være at foretrække frem for et brændstof baseret på PtX. Særligt ikke når vi taler storskalaproduktion såvel som en række af de mere komplicerede brændstoffer - herunder flybrændstof.</p>		<p>PtX dækker over en meget bred vifte af teknologier og brændstoftyper, og det er derfor svært at generalisere anvendelsen af PtX i forhold til andre CO2-neutrale teknologier. Særligt konkurrenceforholdet mellem biofuels og PtX-brændstoffer afhænger af en række faktorer, og der er ikke lavet nogen dybdegående analyse af dette i forhold til AF20. Energistyrelsen noterer blot, at barrieren for biofuels ofte er ressourcemæssige begrænsninger (særligt i forhold til bæredygtigheden af forskellige typer biomasse), ligesom en større anvendelse af ren brint ofte vil kræve udbygning med ny infrastruktur. Dette er ikke altid tilfældet, og Energistyrelsen er enig i, at PtX-brændstoffer kan være konkurrencedygtige med især 2. generations biofuels, afhængigt af den teknologiske udvikling i fremtiden.</p>
---	--	---

<p>Og det vel og mærke uden at inddrage de bæredygtighedsudfordringer m.v., der kan være i forhold til en række biobrændstoffer.</p> <p>Brintbranchen er enige i forudsætningen om, at der er et forholdsvist stort udfaldsrum i forhold til, hvor stor en andel af det fremtidige brændstofforbrug PtX-brændsler skal dække. Umiddelbart virker antagelserne – selv i det mest vidtgående scenarie – dog lavt sat i analysen. At kun 0-50% af flybrændstof skal forventes dækket af PtX-brændstoffer virker således særdeles urealistisk – og i øvrigt ej heller i tråd med Luftfartens egne analyser i sektorens klimapartnerskab.</p> <p>Medtagelse af potentialet i eksport til bl.a. Holland og Tyskland påpeges desuden som en mangel.</p>		<p>Det er usikkert hvor stor en andel af brændstofforbruget der kan og vil blive dækket af PtX-brændstoffer. Dette skyldes delvist usikkerheden omkring den fremtidige teknologiudvikling men også muligheden for at opnå klimaneutralitet via en række forskellige løsninger. Dette inkluderer bl.a. også "negative emissioner", der kan kompensere for en eventuel anvendelse af fossile brændstoffer. Dette er dog ikke analyseret som del af AF20, men er en baggrund for den store usikkerhed omkring udviklingen.</p> <p>Energistyrelsen har dog på baggrund af hørringsvarene opjusteret de forventede PtX-andele for luftfarten og søfarten for at tage højde for konkurrenceforholdet mellem typerne af brændstoffer, som Brintbranchen også henviser til.</p> <p>Energistyrelsen vil generelt arbejde på at uddybe beskrivelsen og detaljegraden af PtX i AF i fremtiden.</p> <p>Det videre arbejde forventes også at anskueliggøre potentielle påvirkning på det danske elsystem ved en mulig produktion af PtX-brændstoffer til eksport.</p>
<p>Vi undrer os over, at de forventede PtX-anlæg ikke vil kræve netforstærkninger. Enten kommer der mindre PtX eller også kræver det netforstærkninger. Dette bør analyseres mere grundigt.</p>	<p>Grøn Energi</p>	<p>Beskrivelsen omkring netinvesteringer henviser til Energinets anvendelse af AF20 og skal ikke ses som en generel forventning om, at PtX ikke kommer til at spille en rolle i forhold til ud-</p>

<p>PtX giver store mængder overskudsvarme i temperaturer, som passer godt til fjernvarme. Dette ser ud til at være glemt i AF20.</p> <p>Forglemmelsen har direkte påvirkning på fjernvarmetallene og indirekte påvirkning på elsystemet.</p>		<p>viklingen af elnettet. Grundet den store usikkerhed omkring udviklingen samtidigt med en forventning om en grad af afbrydelighed/fleksibilitet for PtX-anlæggene, finder Energistyrelsen det ikke hensigtsmæssigt, at der investeres i netforstærkninger direkte som resultat af niveauet for PtX i AF20. På længere sigt, i takt med at viden og forventninger til PtX-teknologien i Danmark udvides og AF behandler PtX i mere uddybende grad, vil dette forventeligt indgå i planlægning og udvikling af netinfrastrukturen i højere grad.</p> <p>Det er en god pointe, som Energistyrelsen også har overvejet. Da PtX indgår for første gang i AF, har fokus bevidst været på elkapaciteterne. Forudsætninger om PtX, herunder detaljegraden, forventes at blive løbende udvidet i de kommende års analyseforudsætninger. Energistyrelsen forventer at se nærmere på overskudsvarme (herunder ift. PtX) i fjernvarmesystemet frem mod AF21.</p>
<p>Klimarådet vurderer, at antagelsen om, at 50-100 % af lastbilers energibehov skal dækkes af PtX brændsler ligger i den høje ende, da der allerede i dag er rene ellastbiler under udvikling med rimelig totaløkonomi. Ligeledes virker 50 % højt sat for varebiler, hvor det for langt størstedelen forventes at energibehovet kan dækkes med batteridrift.</p> <p>Omvendt kunne PtX andelen til søfart og luftfart godt være højere, da mulighederne for direkte elektrificering er begrænsede her.</p>	<p>Klimarådet</p>	<p>Udviklingen for anvendelsen af PtX-brændstoffer er behæftet med stor usikkerhed og de anvendte udfaldsrum er derfor forholdsvist store. Det er muligt, at anvendelsen af PtX-brændstoffer i nogle tilfælde kan være højere eller lavere for de givne sektorer afhængigt af den teknologiske udvikling. Det primære formål i AF20 er at vurdere det samlede elforbrug til produktion af PtX-brændstoffer, og beskrivelsen af de enkelte sektorer skal derfor ses som beregningstekniske antagelser.</p> <p>Energistyrelsen er dog enig i, at behovet for PtX-brændstoffer muligvis er overvurderet for varebiler og lastbiler, da mulighederne for elektrificering af varebiler og lastbiler er relativt store.</p>

<p>Hvad dækker de 15 PJ langsigtet efterspørgsel af flydende brændsler i industrien over?</p> <p>Klimarådet har påpeget, at CO₂ umiddelbart er bedre anvendt til lagring i stedet for til produktion af brændsler. Det begrænser umiddelbart PtX til produktion af brint, ammoniak og opgraderede biobrændstoffer, der evt. kan baseres på pyrolyse. Teksten giver indtryk af, at der umiddelbart kun ses på brændsler produceret på baggrund af CO₂ (kulstoffangst og anvendelse - CCU).</p>		<p>På samme vis er behovet for PtX-brændstoffer til luftfart og søfart muligvis undervurderet en smule. Potentialerne for PtX-brændstof i de enkelte sektorer er derfor opdateret ift. høringsversionen.</p> <p>Mulige udviklinger for de forskellige sektorer vil indgå i det videre arbejde med udviklingen af AF, hvor bemærkningerne vil indgå.</p> <p>Anvendelsen af flydende brændstoffer i industrien er primært brændstof til såkaldt intern transport, der dækker energibehov til f.eks. landbrugsmaskiner og andre køretøjer/maskiner, der indgår i de forskellige erhverv. De 15 PJ refererer til den forventede efterspørgsel, der ikke umiddelbart vurderes at kunne elektrificeres.</p> <p>Der er i beregningerne ikke taget stilling til de konkrete kulstofkilder, men blot anvendt data for kulstofholdige PtX-brændstoffer i forhold til beregning af virkningsgrader og deraf resulterende elforbrug. AF indeholder ikke en dybere analyse af dette eller en samlet vurdering af, hvordan kulstoffangst anvendes mest effektivt. CCU er således ikke en direkte forudsætning i AF, da der ikke laves en samlet opgørelse af udledning eller anvendelse/lagring af CO₂. Teksten i notatet vedr. PtX er justeret for at afspejle dette.</p>
---	--	---

<p>Det lave/høje scenarie på side 7 i PtX-notatet svarer til en samlet el-til-brændsel virkningsgrad på 44-58 %. Hvad begrundes den store forskel på de to scenarier? Og er det muligt at få oplyst en gennemsnitlig virkningsgrad for konvertering af brint til PtX brændsler?</p> <p>I det nuværende forløb (side 8 i PtX-notatet) accelererer væksten fra 2040. Er det muligvis mere rimeligt med en kurve, der har en fast vækstrate frem mod 2050?</p> <p>Hvordan forholder analyseforudsætningerne sig til placering af PtX anlæg i forhold til udnyttelse af overskudsvarme og behovet for netkapacitet? Til brug for modellering bør det angives, hvorvidt anlæggene placeres ved større fjernvarmenet og i forhold til beregning af behov for transmissionskapacitet er det rele-</p>		<p>Udfaldsrummet for udviklingen i PtX dækker over usikkerheden omkring både teknologier og anvendelsesmuligheder i forskellige sektorer. Der er taget højde for, at der anvendes forskellige typer af PtX-brændstoffer ligesom der er indregnet, at biprodukter i form af f.eks. VE-diesel fra produktion af flybrændstof kan anvendes i den tunge transport uden behov for et dedikeret elforbrug til produktionen heraf.</p> <p>Energistyrelsen opfordrer til, at man tager direkte kontakt i forbindelse med specifikke spørgsmål, så diskuterer vi meget gerne beregningerne i detaljer.</p> <p>Den angivne udvikling forsøger at tage højde for, at den nødvendige teknologiske udvikling og kommercialisering sandsynligvis vil resultere i en løbende stigning i væksten. Grundet usikkerheden er der netop angivet et forholdsvist stort udfaldsrum. Dette udfaldsrum indeholder også muligheden for en lineær udvikling fra 2030 til 2050.</p> <p>Der er i AF20 ikke taget nærmere stilling til placeringen af PtX-anlæg, da dette kræver yderligere analyse fra Energistyrelsens side. Det forventes at være et fokuspunkt i forberedelsen af AF21. Energinet opfordres indtil da til at lave følsomhedsanalyser af forskellige placeringer, når relevant. Det forventes dog også i fremtiden, at AF vil anbefale en grad af åbenhed for at sikre udførelsen af analyser af forskellige placeringers mulige konsekvenser og deraf afledte tiltag i forhold til Energinets forretningsområde.</p>
--	--	---

<p>vant om anlæggene etableres i nærheden af vindmøller og solceller, og dermed kan reducere behovet for el, der skal gennem transmissionsnettet.</p>		
<p>AF20 bør være kompatibel med 70%-målsætningen i 2030, og det høje ambitionsniveau i dansk klima- og energipolitik generelt. Vi mener ikke, at den antagede udbygning med 1 GW PtX-kapacitet i 2030 vil være tilstrækkeligt, men at udgangspunktet nærmere bør være den øvre del af Energistyrelsens forslåede udfaldsrum på 2-3 GW, som det også blev konkluderet i Energi- og Forsyningssektorens klimapartnersskabs anbefalinger for at nå 70%-målsætningen.</p> <p>Hertil kommer at Wind Denmark ikke finder at AF20 tager højde for EU's brintstrategi. Delmålene i EU's brintstrategi om hhv. min. 6GW & 40GW elektrolysekapacitet i 2024 og 2030 svarende til en samlet investering på 180 – 315 mia. kr., bør sætte de danske PtX-ambitioner i Klimaaftalen fra 22. juni i relief. Alene to offentliggjorte store projektvisioner har planer om sammenlagt 2,3 GW elektrolyse i 2030 fordelt på hhv. en 1,3 GW stor brintfabrik i københavnsområdet og 1 GW på raffinaderiet i Fredericia. Energinet vurderer tilsvarende i deres analyse af systemperspektiver ved 70%-målet og storskala havvind, at det "kan være hensigtsmæssigt med op til 5-8 GW elektrolyse i Danmark omkring 2035".</p>	<p>Wind Denmark</p>	<p>De konkrete projekter, der er udmeldt i Danmark er inkluderet i Energistyrelsens overvejelser om udviklingen i PtX. Ligesom for andre områder i AF, behandles udmeldte projekter med en grad af sandsynlighed for deres færdiggørelse. Energistyrelsen har derfor ikke inkluderet dem direkte med deres potentielle kapaciteter i 2030.</p> <p>Energinet bør tage højde for det angivne udfaldsrum afhængigt af de konkrete analyseformål. Udfaldsrummet inkluderer en kapacitet på op til 3 GW i 2030 og 6 GW i 2040. Energistyrelsen mener, at dette udfaldsrum er dækkende for en udvikling med væsentligt større anvendelse af PtX, som stadig er sandsynlig. Ift. EU's brintstrategi henviser denne til, at der først i fase 3 (efter 2030) bør ske en udbygning af brintproduktion som ikke er i umiddelbar nærhed til brintforbrug. Danmark har ikke et større forbrug af brint, og derfor vurderes strategiens betydning for Danmark at være forbundet med stor usikkerhed, særligt inden 2030.</p>

<p>Der bør være større transparens omkring forudsætninger bag power-to-X forventningerne. Manglende informationer gør det svært at vurdere den angivne udvikling.</p> <p>Den fremskrevne kapacitet er meget konservativ og ser ikke ud til indeholde de senest udmeldte PtX-projekter.</p> <p>Ørsted gør opmærksom på, at elektrolyseanlæg bør anses for fleksibelt forbrug, snarere end afbrydeligt, som det beskrives på s. 3 i baggrundsnotatet.</p> <p>Antagelsen omkring 50-100 pct. luftfart baseret på el og biobrændstoffer i 2050 er ikke realistisk.</p>	<p>Ørsted</p>	<p>De konkrete projekter, der er udmeldt i Danmark er inkluderet i Energistyrelsens overvejelser om udviklingen i PtX. Ligesom for andre områder i AF, behandles udmeldte projekter med en grad af sandsynlighed for deres færdiggørelse. Energistyrelsen har derfor ikke inkluderet dem direkte med deres fulde, potentielle kapaciteter i 2030. Udviklingen i konkrete projekter vil blive fulgt og inkluderet som del af en forventet pipeline som det også er tilfældet for andre store forbrugere som f.eks. datacentre.</p> <p>Energistyrelsen anerkender, at udviklingen er underlagt stor usikkerhed, og Energinet bør derfor tage højde for det angivne udfaldsrum afhængigt af de konkrete analyseformål. Udfaldsrummet inkluderer en kapacitet på op til 3 GW i 2030 og 6 GW i 2040. Energistyrelsen mener, at dette udfaldsrum er dækkende for en udvikling med væsentligt større anvendelse af PtX, som stadig er sandsynlig.</p> <p>Energistyrelsen er dog enig i, at potentialet for anvendelse af PtX-brændstoffer til luftfart muligvis er undervurderet i høringsversionen. På baggrund af de indkomne høringssvar er andelen derfor opjusteret.</p> <p>Energistyrelsen vil arbejde på at uddybe beskrivelsen og detaljegraden af PtX i AF i fremtiden, herunder udfaldsrum for de forskellige anvendelser af PtX-brændstoffer i de forskellige sektorer.</p>
--	---------------	---

Solceller

Hørings svar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
Hvor kommer makspotentialet på 15% af elforbruget fra?	Grøn Energi	De 15% har været anvendt i de seneste års analyseforudsætninger. De baseres dels på tidligere udarbejdede ENTSO-E scenarier og dels på dialog med branchen. Der har ikke i arbejdet med AF20 været ressourcer til en revurdering af denne antagelse. Energistyrelsen vil i arbejdet med AF21 udarbejde en analyse af hvorvidt, de 15% fortsat er retvisende eller om metoden for udbygning med solceller bør justeres. Energistyrelsen vil inddrage relevante interessenter undervejs i arbejdet.
Af notatet om solceller fremgår det, at andelen på 15 %, skyldes at markedsværdien af yderligere solcelleudbygning ved denne andel bliver så lav, at yderligere udbygning ikke kan betale sig. Klimarådet opfordrer til, at Energistyrelsen sammenstiller omkostningerne fra teknologikataloget med den solvægtede elpris for at dokumentere at markedet er mættet ved ca. 15 % udbygning.	Klimarådet	Se ovenfor.

Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.

Høringssvar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
<p>Kapacitetsfremskrivningerne virker realistisk og stemmer godt med vores forståelse af forventning af de seneste aftaler på energiområdet. Der ser dog ud til at være et betydeligt mismatch mellem produktion fra VE og elforbruget som ifølge vores beregninger vil lede til meget lave elpriser i Danmark som ikke kan understøtte en støttefri VE-udbygning.</p>	Dansk Energi	<p>Der er taget højde for balancen mellem elproduktion og elforbrug i udarbejdesen af AF20, og Energistyrelsen vurderer ikke at forudsætningerne generelt vil lede til udfordringer med meget lave elpriser.</p> <p>Notat om Energistyrelsens modelleringer af fremtidige elpriser i tråd med forudsætningerne i AF20 forventes offentliggjort i forlængelse af den primære rapportering.</p>
<p>Værkskapaciteter:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kyndbyværket frem til 2040 er urealistisk af flere årsager: Tekniske levetid, økonomisk rentabilitet, fossile brændsler, ændringer på reservemarkederne. • AVV2 frem til 2040, når varmeaftalen løber til 2027? • Decentral kapacitet: <ul style="list-style-type: none"> ○ Affald. Vi undrer os over, at der er brug for så meget affaldskapacitet frem til 2040. Desuden er en del af affaldskapacitet fra før år 2000. ○ Naturgas kraftvarme: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Figur 2 passer ikke med, at fjernvarme bliver CO2-neutral senest i 2030. ▪ Teknisk levetid overvurderes. Ud af de 1500MW i 2020 er 	Grøn Energi	<p>Som det også er nævnt i notatet om termisk kapacitet, er der væsentlig usikkerhed omkring Kyndbyværkets fremtid på lang sigt. Det er dog Energistyrelsens nuværende vurdering, at der vil være mulighed for indtjening på forskellige markeder for systemydelse og derfor indgår i perioden frem til 2040. På grund af den store usikkerhed anbefales Energinet at lave følsomhedsberegninger med andre forløb af lukninger end angivet i AF20.</p> <p>Avedøreværkets blok 2 (AVV2) leverer til det Storkøbenhavnske net, der har et meget stort varmebehov. Det vurderes ikke umiddelbart realistisk at erstatte blokkens fulde varmekapacitet med varmepumper allerede ved udgangen af den nuværende varme kontrakt (2027). Samtidig er blokken nyere og mere fleksibel end andre blokke i nettet, hvorfor der antages større sandsynlighed for at netop denne blok fortsat vil have drift frem mod 2040.</p>

<p>størstedelen etableret før år 2000.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Vi forventer, at NG-kraftvarme erstattes af grøn spidslast, fx elkedler. <ul style="list-style-type: none"> ○ Oliebaseret termisk kapacitet bør forventes udfaset. • Central biomassekapacitet: Vi undrer os over tallene, fx kan vi ikke få antallet af fuldlasttimer, forventet produktion og produktionskapacitet til at gå op. Hvad er der antaget om evt. ny biomassekapacitet? <p>Forsynings sikkerheden for el overvurderes og der er risiko for fejlplanlægning af elnettet, da både central og decentral termisk kapacitet er for høj i AF20.</p> <p>Side 10 "Usikkerhed". Følsomhedsanalyser bør være en højere grad af lukninger med samtidig større udbygning med varmepumper i centrale (og gerne også decentrale) områder.</p>		<p>Der er i udviklingen for decentral kraftvarme taget højde for lukninger af en del af den eksisterende affaldskapacitet. Udviklingen er i tråd med den forventede mængde affald til rådighed for forbrænding som følge af "Klimaplan for en grøn affaldssektor og cirkulær økonomi" fra juni 2020. Affaldsværkerne står dog kun for en mindre andel af elproduktionskapaciteten, som er den primære parameter for Energinet i denne sammenhæng.</p> <p>Det er korrekt, at der fortsat er gasbaseret elkapacitet tilstede i perioden frem mod 2040 i AF20. Anlæggene forventes dog udelukkende at blive anvendt til spids- og reservelast med forholdsvis få driftstimer. Samtidig stiger andelen af grøn gas i ledningsnettet, og CO₂-udledningen forbundet med fjernvarmen vil derfor være meget lav.</p> <p>Det er i AF20 antaget, at en del af den gasbaserede kapacitet vil blive erstattet af elkedler. Grundet den stigende mængde grøn gas i ledningsnettet kan anvendelsen af gas til spidslast også i højere grad ses som værende "grøn" end det er tilfældet i dag.</p> <p>Energistyrelsen er dog opmærksom på dynamikken og vil vurdere dette yderligere frem mod AF21.</p> <p>Anvendelsen af biomasse på centrale værker er faldende i løbet af perioden. Den gennemsnitlige driftstid for værkerne forventes ligeledes at være faldende i takt med indfasningen af andre varmeproduktionsenheder, primært varmepumper. De konkrete fuldlasttimer vil afhænge af lokale forhold for de enkelte værker</p>
--	--	--

		<p>og fjernvarmenet og indgår ikke som del af AF20, da dette vil være et beregningsresultat baseret på Energinets egne modeller og afhænge af de konkrete analyser, der udføres. Der indgår ikke ny biomassebaseret elkapacitet i AF20.</p> <p>Det er muligt for Energinet at udføre følsomhedsanalyser ud over de nævnte, og AF20 skal derfor ikke ses som en begrænsning for at vurdere forskellige konsekvenser afhængigt af analysebehovet. Dette inkluderer også en højere grad af lukninger af kraftvarmeværker. Dog er det vigtigt at elforsyningsikkerheden heller ikke markant undervurderes da dette ligeledes kan resultere i fejlinvesteringer.</p> <p>Der er lavet mindre justeringer i afsnittet om usikkerhed.</p>
<p>Der gives indtryk af, at Fynsværkets blok 7 lukkes i 2025. Som vi har forstået Fjernvarme Fyns planer, skal blokken konverteres til gasfyring i 2022, og først tages ud af drift i 2030.</p> <p>For Herningværket og Avedøreværkets blok 2 strækker levetiden sig væsentligt længere end til varmekontrakternes udløb, på trods af at disse værker bliver afskrevet i støttemæssig forstand og dermed modtager et mindre eller intet elproduktionstilskud. Hvorledes begrundes fortsat rentabel drift på disse værker?</p>	<p>Klimarådet</p>	<p>Fjernvarme Fyns planer om konvertering til gasfyring og fortsat tilgængelighed frem til 2030 er inkluderet i AF20. Materialet er rettet til, så dette er tydeligt.</p> <p>For alle de centrale kraftværksblokke laves en vurdering af den mest sandsynlige investeringsbeslutning ved udløb af de nuværende varmekontrakter. I de fleste tilfælde giver dette anledning til investeringer i nye varmeproducerende anlæg, primært store varmepumper. Men der er variation i mulighederne i de enkelte varmeområder, hvilket der forsøges at tage højde for. Udover generelle antagelser om produktionsomkostninger, indgår også parametre som f.eks. lokale forhold, aktørernes forventninger og muligheder for indtjening på balanceringsmarkeder. Det antages derfor, at de to nævnte blokke levetidsforlænges, da det er sandsynligt med fortsat rentabel drift frem mod 2040, om end</p>

<p>Er det kun biomassekedler opført før 1990, der kan skrottes i perioden? Frem mod 2040 må det forventes, at et større antal kedler vil nå deres tekniske levetid, og samtidig vil de blive økonomisk udfordret af varmepumper som følge af reduceret elvarmeafgift og mere fleksible nettariffer.</p> <p>Har de kørsler i DH-Invest modellen – der afgør forventninger til investering i fjernvarme – indregnet effekten af den reducerede elvarmeafgift og lavere elpriser som følge af større VE udbygning end i Sustainable Transition scenariet? Hvis ikke kan investeringer i elbaseret varme være undervurderet.</p>		<p>dette er behæftet med usikkerhed. Herningværket har i 2019 investeret i væsentlige opgraderinger med mulighed for relativt lave varmeproduktionsomkostninger til følge (mulighed for ren varmeproduktion inkl. røggaskondensering). Avedøreværkets blok 2 leverer til det Storkøbenhavnske net, der har et meget stort varmebehov. Det vurderes ikke umiddelbart realistisk at erstatte blokkens fulde varmekapacitet med varmepumper allerede ved udgangen af den nuværende varmekontrakt (2027). Samtidig er blokken nyere og mere fleksibel end andre blokke i nettet, hvorfor der antages større sandsynlighed for at netop denne blok fortsat vil have drift frem mod 2040.</p> <p>DH-Invest modellen tager højde for de planlagte nedsættelser i elvarmeafgiften og den generelle udvikling i elsystemet i Danmark og nabolandende, inkl. en væsentlig udbygning med havvind som beskrevet. Det vurderes ikke, at lavere elpriser som følge af alternativ udvikling i nabolandende vil lede til væsentlige større kapacitet af varmepumper end angivet i AF20.</p> <p>Energistyrelsen anerkender, at udviklingen for elkedler er usikker og vil arbejde videre med dette frem mod AF21.</p>
--	--	--

<p>Kapaciteten af elkedler er fremskrevet med 72 MW om året (der står ca. 50 MW i notatet). Det synes konservativt i lyset af reduktionen i elvarmeafgiftssatsen.</p> <p>Hvorfor anbefaler Energistyrelsen alene at lave følsomhedsvurderinger med langsommere lukning af centrale værker? Kan det ikke tænkes, at der sker en hurtigere nedlukning af centrale værker drevet af yderligere prisfald på sol og vindkraft samt gennembrud for ellagring?</p> <p>Analyseforudsætningerne antager fortsat elproduktion på biogas i hele perioden og dermed reinvesteringer i gasmotoranlæg frem mod 2040. Klimarådet opfordrer til, at genoverveje antagelser for anvendelse af biogas i fremtiden.</p>		<p>Formuleringen i notatet er justeret i forhold til høringsudgaven. Energistyrelsen anbefaler at Energinet laver forskellige følsomhedsanalyser afhængigt af det konkrete behov. Dette inkluderer både en hurtigere lukning af eksisterende kraftvarmeværker såvel som en lavere grad af lukning, da der er sandsynlighed for forskellige hastigheder i udviklingen.</p> <p>Udviklingen i elproduktion baseret på biogas vil blive genovervejet frem mod AF21, bl.a. med vurdering af potentialet for ud-fasning af biogas til el- og varmeproduktion til fordel for opgradering til naturgasnettet.</p>
<p>TEKNIQ Arbejdsgiverne anbefaler, at der i Analyseforudsætningerne medtages fleksibilitet til energisystemet fra bygningers tekniske installationer. Forventninger om et stort antal installationer af varmepumper, elbilladestandere og muligvis batterier i tilknytning til de danske bygninger de kommende år giver muligheder for fleksibelt forbrug.</p>	<p>TEKNIQ Arbejdsgiverne</p>	<p>Antagelser om fleksibilitet indgår ikke som en direkte del af AF, men som en del af Energinets efterfølgende analysearbejde, hvor der blandt andet ses på om og hvordan fleksibilitet kan mindske behovet for netinvesteringer.</p>

<p>For anlæg, der ikke har varmeproduktion (herunder Kyndbyværket) vil fortsat drift være meget afhængig af lokalt indkøb af systemydelse, ikke mindst i mFRR indkøb i DK2 men også Black Start. Da det ikke fremgår af AF hvilke forventninger, der er til udviklingen i indkøbet af systemydelse er det ikke muligt, at forudsige den fremtidige kapacitet på anlæg, der primært leverer systemydelse.</p> <p>Antagelsen om, at AVV2 kører indtil 2040 er usikker.</p> <p>Fjernvarmnettets mulighed for at aftage store mængder overskudsvarme er begrænset. Samspillet mellem fjernvarmeproducerende teknologier kan derfor med fordel tages med i analyseforudsætningerne.</p>	<p>Ørsted</p>	<p>Der indgår på nuværende tidspunkt ikke en specifik fremskrivning af de forskellige markeder for systemydelse, men en generel forventning om at fortsat vil være en vækst i den samlede efterspørgsel på systemydelse i takt med at VE-andelen i elproduktionen stiger og at der i højere grad vil blive handlet regulerkraft på tværs af lande. Bl.a. derfor er der også antaget fortsat drift for en andel af den kapacitet, der forventes ikke at være rentabel udelukkende på spotmarkedet, inkl. Kyndbyværket.</p> <p>Energistyrelsen anerkender, at der generelt er usikkerhed om de centrale kraftvarmeværkers fremtid på lang sigt. Det er dog vurderet, at netop AVV2 er en blok, der har væsentlig værdi i det hovedstadens fjernvarmenet, og bl.a. ud fra alder, kapacitet og fleksibilitet er vurderet mere sandsynlig at leve perioden ud end andre blokke i fjernvarmenettet. De centrale værkers udvikling vil blive genovervejet i forbindelse med næste år AF21.</p> <p>Der indgår vurderinger af mængden af overskudsvarme i de forskellige fjernvarmenet bl.a. under hensyntagen til samspillet mellem forskellige produktionsteknologier og variationen i fjernvarmeforbruget. Mulighederne for udviklingen i udnyttelse af overskudsvarme til fjernvarme vil blive vurderet nærmere i forbindelse med AF21.</p> <p>Energistyrelsen noterer bemærkningerne vedr. Avedøreværket.</p>
--	---------------	---

<p>Varmeaftalen for AVV1 udløber først ved udgangen af 2033, således må der forventes fuld kapacitet indtil årets udgang.</p> <p>Ørsted opfordrer Energistyrelsen og Energinet til at offentliggøre flere oplysninger omkring de antagelser der er gjort sig i forbindelse med beregninger af maksimal effekttræk.</p>		<p>Maksimaleffekt er ikke længere en direkte del af AF, jf. beskrivelsen i bilag til Sammenfatningsnotat. Vurdering af maksimale effekttræk vil i AF20 blive vurderet af Energinet med udgangspunkt i Energinets markedsmodel samt opstilling af mere ekstreme scenarier. Energinet vil, når AF20 er implementeret i modellerne, offentliggøre et notat der beskriver metode for beregning af maksimale effekttræk samt hvordan Energinet anvender modelresultaterne i det videre analysearbejde med behovsvurderinger. Da denne tilgang er ny, er Energistyrelsen og Energinet i løbende dialog om hvad notatet præcist skal indeholde af informationer for at sikre den nødvendige transparens.</p>
--	--	---

Transport

Hørings svar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
<p><u>"Metode og antagelser, Vejtransport", side 6, næstsidste afsnit "</u>: I tillæg til det allerede nævnte kan lægges de overordnede EU-bestemte reduktionsmål for den gennemsnitlige CO₂-udledning for de solgte biler. Reduktionsmålene er overordnet bestemmende for fabrikanternes udbud af elbiler, benzinbiler og dieslbiler mv.</p> <p><u>"Perioden 2020-2030", side 7, første afsnit:</u> Antagelsen omkring markant faldene priser på lav- og nul-emissionskøretøjer er meget usikker. Der kan også argumenteres for, at priserne (uden afgifter) ikke vil falde markant som følge af bilfabrikanternes stigende (og dermed modsatvirkende) efterspørgsel efter kritiske råstoffer til produktion af bl.a. batterier. Priserne forventes dog generelt at falde over de kommende år, uagtet at forhold som efterspørgsel på de nye råstoffer til f.eks. batterier og håndtering af udslidte batterier kan virke modsat. Endvidere spiller danske bilafgifter en stor rolle; i dag betaler de fleste elbiler (op til ca. 400.000 kr. i udsalgspris) ingen registreringsafgift, men det må</p>	<p>De danske bilimportører</p>	<p>I det pågældende afsnit i baggrundsnotatet om transport vil Energistyrelsen tilføje "EU-bestemte reduktionsmål", så det eksplicit vil fremgå af listen over faktorer, som har indflydelse på, hvor hurtigt elektrificeringen vil foregå.</p> <p>Energistyrelsen er enig i synspunktet og vil tilføje en sætning om, at der er forhold, der trækker i begge retninger ift. prisudviklingen for lav- og nul-emissionskøretøjer. Konklusionen om, at der samlet set forventes faldende priser finder Energistyrelsen dog stadig robust, og den ændres derfor ikke.</p>

<p>forventes, at også de skal bidrage til Statens indtægter fremad.</p> <p><u>"Perioden 2020-2030", side 7, tredje afsnit:</u> De afsatte midler til en grøn transportpulje målrettet bl.a. ladeinfrastrukturen fra Klimaaftalen af juni 2020 er relativt beskedne set ift. investeringsbehovet til en markant udbygning af ladeinfrastrukturen.</p> <p><u>"Perioden 2030-2040", side 7, sidste afsnit:</u> Vi er enige i antagelsen omkring, at batterielbiler vil overtage en større del af salget fra plug-in hybridbilen. Ladetiden kan dog muligvis være en ligeså væsentlig barriere/begrænsning som rækkevidde og infrastruktur. Ladetid og infrastruktur er indbyrdes afhængige faktorer på den måde, at jo længere ladetid jo større krav stiller det til infrastrukturen og antallet af ladepunkter.</p>		<p>Formuleringen i baggrundsnotatet om transportpuljen skal ikke forstås sådan, at puljen fører til en komplet udrulning af den nødvendige, langsigtede infrastruktur, men i stedet fremhæves dette som et eksempel på, at der implementeres tiltag, som trækker i den rigtige retning.</p> <p>Energistyrelsen udvider argumentationen i baggrundsnotatet om transport til også at omfatte ladetid.</p>
<p>Der forventes kun et svagt stigende elforbrug til indenrigssøfart og faste færgeruter fra danske havne. I lyset af de kraftige forbedringer i batteriteknologi virker det sandsynligt, at en større del af danske indenrigsfærger bliver elektrificeret. Derudover overvejes elektrificering af Rødby-Puttgarden-færgeforbindelsen.</p>	<p>Klimarådet</p>	<p>Elektrificeringen af danske færgeruter i AF20 omfatter færgeruter med potentiale for omlægning, som tidligere identificeret i en rapport fra Siemens. Specifikt forudsættes bl.a. færgeforbindelsen Rødby-Puttgarden elektrificeret. Rapporten fra Siemens er af ældre dato, og det er muligt, at en eventuel opdateret analyse vil kunne vise, at flere færger kan omstilles i perioden frem mod 2040. Dog</p>

<p>Er afladning af elbiler til elnettet (Vehicle-2-Grid) vurderet eller indgår det som et element på linje med reservekraftværker, der analyseres, når behovet er identificeret på baggrund af AF2020?</p>		<p>kan omstillingen også lade vente på sig, da det kræver store investeringer at fortage ændringer inden for søfarten. Energistyrelsen ønsker at se nærmere på drivmidler i søtransporten til næste års Analyseforudsætninger.</p> <p>Mulig afladning af elbiler til elnettet indgår ikke eksplicit i analyseforudsætningerne, men det er muligt for Energinet at lave analyser heraf baseret på AF20.</p>
<p>Analyseforudsætningerne indeholder en ambitiøs tilgang til udviklingen inden for udbredelsen af el- og hybridbiler. Dog ser Wind Denmark et behov for at være endnu mere ambitiøse, hvis 70%-målsætningen skal opfyldes. Det er af stor vigtighed, at Energinet er forberedt på de behov for infrastrukturudbygninger, som en påkrævet udvikling inden for udbredelsen af el- og hybridbiler vil medføre. Endelig vil Wind Denmark appellere til, at der udarbejdes et langt mere ambitiøst gennembrudsscenario for el-drevet tung vejtransport.</p> <p>Det forudsættes ydermere, at der vil forekomme en stigning af gas til søtransport og at denne sandsynligt i fremtiden vil blive leveret af det kollektive gasnet som konverteret via et fordråbningsanlæg. I den forbindelse bemærker Wind Denmark, at omkostningerne forbundet med et fordråbningsanlæg er høje og vil kræve en substantiel efterspørgsel.</p>	<p>Wind Denmark</p>	<p>Udviklingen inden for el- og hybridbiler er forbundet med stor usikkerhed. Det er Energistyrelsens vurdering, at udviklingen i analyseforudsætningerne er ambitiøs, men sandsynlig. Det er tænkeligt, at udviklingen kan gå endnu hurtigere, men der er også mulighed for, at den kommer til at gå langsommere. Derfor er anbefalingen fra Energistyrelsen til Energinet at supplere med følsomheder på udviklingen i el til transport.</p> <p>Det er korrekt, at det i AF20 er antaget, at den anvendte gas til søtransport fremover leveres via gasnettet. Energistyrelsen er enig i, at denne forudsætning kan problematiseres og at der kan argumenteres for, at etablering af fordråbningsanlæg kræver højere efterspørgsel f.eks. ved at også international skibsfart tanker skibsbrændstof i Danmark. Energistyrelsen ønsker at se nærmere på</p>

<p>Umiddelbart vurderes det nuværende forbrug jf. Samsøfærgeren og MS Stavangerfjord og den mindre forventede stigning ikke at være tilstrækkelig. Det må derfor formodes, at antagelsen om et fordråbningsanlæg beror på andet gasforbrug/efterspørgsel som f.eks. den tunge transport og international skibsfart. For landtransportens vedkommende vil dette dog kræve et skift i den nuværende praksis, da denne baserer sig på CNG, mens der for den internationale skibsfart kan sættes spørgsmålstegn ved, om dette er hensigtsmæssigt grundet metantab og at med udgangspunkt i de danske biomasseressourcer vil betyde, at produktion af grøn gas ikke kan blive 1:1 med efterspørgslen som forudsættes i 2040.</p> <p>Wind Denmark vil derfor opfordre til, at Energistyrelsen offentliggøre de bagvedliggende antagelser.</p>		<p>drivmidler i søtransporten til næste års Analyseforudsætninger, og tager Wind Danmarks ønske om inddragelse af aktørerne til efterretning.</p>
---	--	---

Vindmøller på havet

Hørings svar	Afsender	Energistyrelsens Kommentar
<p>Wind Denmark deler ikke den implicitte opfattelse, der ser ud til at blive anvendt om, at havvindudbygningen fra midt 2030'erne alene finder sted i Nordsøen.</p> <p>Wind Denmark finder, at muligheden for strategisk placerede 'PtX-vindmølleparker' (parker ifbm. PtX-klynger/landingzones) kan tale for etablering af mere havvind også i dansk farvand uden for Nordsøen. Dette bør analyseres nærmere, ligesom det i relation hertil vil være vigtigt, at Analyseforudsætningerne fremover tager højde for øget udbredelse af egenproducenter, som betyder at vindmølleparker i fremtiden – hvis håndteret smart – kan gavne energisystemet på nye måder af betydning for Energinet.</p>	Wind Denmark	<p>Det er Energistyrelsens vurdering, at langt det største potentiale ligger i Nordsøen, men anerkender at der kan være plads til mere havvind andre steder. Energistyrelsen justerer teksten i baggrundsnotatet om havvind, så konklusionen omkring potentiale i DK2 bliver mindre hård.</p> <p>Energistyrelsen er enige i, at analyser af placering af PtX og havvind er vigtige. Disse analyser vil kunne føde ind i arbejdet med kommende analyseforudsætninger og den løbende udvikling heraf.</p>
<p>Der bør ikke kun ses på et dansk forbrug, men på et europæisk forbrug, i takt med, at udbygning med havvind i Nordsøen kommer til at være et afgørende element i den europæiske dekarbonisering.</p>	Ørsted	<p>Det er Energistyrelsens vurdering, at en stor udbygning med eksport for øje kan føre til større nationale infrastrukturudbygninger og en sådan udvikling bør derfor følge et politisk udtalt ønske eller målsætning herom. Udbygningen med havvind antages således alene at følge det estimerede elforbrug til at muliggøre opfyldelse af de nationale mål.</p>

<p>Ørsted mener, at potentialet for udbygning med havvind i DK2 er større end angivet. Konklusionen herom i baggrundsnotat foreslås ændret.</p>		<p>Det er Energistyrelsens vurdering, at langt det største potentiale ligger i Nordsøen, men anerkender at der kan være plads til mere havvind andre steder. Energistyrelsen justerer teksten i baggrundsnotatet om havvind, så konklusionen omkring potentiale i DK2 bliver mindre hård.</p>
---	--	---

Vindmøller på land

Hørings svar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
<p>Den simple antagelse om bruttoudbygning af landvind med 200 MW pr. år tager ikke højde for, at potentialet for vindkraft afhænger af re-powering. Nedtagning af gamle møller vil dog frigive sites til opstilling af nye. Vi anbefaler, at udbygningen/nedtagningen vurderes samlet i analyseforudsætningerne.</p>	<p>Klimarådet</p>	<p>Energistyrelsen er enig i, at potentialet for nye møller afhænger af nedtagning af gamle møller. Det er samtidig Energistyrelsens vurdering, at det er svært at lave en fremskrivning med en mere direkte kobling mellem nedtagning og opstilling. Energistyrelsen har derfor håndteret effekten af re-power ved at tildele eksisterende møller, der står på potentielle placeringer for nye møller, en lavere levetid end andre møller. Som en del af Energinets efterbehandling af analyseforudsætningerne indgår en geografisk dekomponering, hvor nye møller placeres i en højere geografisk opløsning end på det DK1/2-niveau som Analyseforudsætningerne primært leverer. I den forbindelse ser Energinet blandt andet på, hvor der allerede står møller i dag, som kan erstattes med nye møller.</p>