



Notat:

Energistyrelsens svar på kommentarer modtaget i forbindelse med høring af Analyseforudsætninger til Energinet 2018 (AF18)

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
14. november 2018

J nr. 2018-18502

/UBE, NBJ, MELA

Indledning

Energistyrelsen offentliggjorde d. 24. september 2018 høringsudgave af Analyseforudsætninger til Energinet (AF). Høringsudgaven blev ligeledes præsenteret på et offentligt møde d. 10. oktober 2018 med henblik på at give eksterne interessenter mulighed for at stille opklarende spørgsmål inden høringsfristens udløb d. 12. oktober 2018.

Energistyrelsen vil gerne takke deltagerne på det offentlige møde for den aktive deltagelse og de konstruktive forslag og kommentarer. Energistyrelsen vil desuden gerne takke alle, som har sendt høringssvar i forbindelse med høringen af Analyseforudsætninger til Energinet 2018.

Energistyrelsen har modtaget høringssvar fra følgende respondenter:

- CTR
- Dansk Energi
- Det Økologiske Råd
- EWII Administration A/S
- Fjernvarme Fyn
- Grøn Energi
- NGF Nature Energy Biogas A/S
- Pension Danmark
- PKA AIP A/S
- Rambøll
- Vindmølleindustrien og Danmarks Vindmølleforening
- Ørsted

Dette notat giver en oversigt over høringssvarene samt Energistyrelsens kommentarer hertil. Kommentarerne er organiseret efter emne og høringsspart og med Energistyrelsens svar angivet efter hvert emne. Høringssvarene fra den enkelte høringsspart er således opdelt på emner, men ellers er indholdet gengivet.

Det bemærkes, at der i den endelige version af AF er indarbejdet yderligere udfaldsrum som følge af høringssvarene og den generelle usikkerhed, der omfatter fremskrivningen af energisystemet i AF. For alle udfaldsrummene i AF gælder, at de er retningsgivende for de følsomhedsanalyser Energinet laver i forbindelse med

Energistyrelsen

Amaliegade 44
1256 København K

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

www.ens.dk

deres efterfølgende anvendelse af AF. De er dog ikke udtømmende, og yderligere robusthedstest foretages fx i forbindelse med analyser af bl.a. forsyningssikkerheden.

Energistyrelsen understreger, at arbejdet med AF18 har været udført i dialog med Energinet for at sikre, at det udarbejdede produkt tilgodeser Energinets behov. Desuden har øvrige aktører haft mulighed for at give deres besyv med undervejs. Således afholdt Energistyrelsen i marts 2018 en workshop for eksterne interessenter, hvor der blev informeret om processen, og hvor eksterne parter fik mulighed for at komme med synspunkter af interesse for udarbejdelse af analyseforudsætningerne.

Omstændighederne omkring udarbejdelse af AF18 har været speciel først og fremmest pga. energiaftalearbejdet, der bevirkede at mange forhold stod åbne langt ind i processen, hvilket vanskeliggjorde en fuldt åben proces.

Det er Energistyrelsens hensigt at energisektorens interessenter fremadrettet vil blive involveret tidligere i processen.

Endelig er det vigtigt at understrege, at Energinet er modtager af analyseforudsætningerne, og de udarbejdes mhp. at give det bedst mulige grundlag for Energinets netplanlægning, investeringssager, forsyningssikkerhedsredegørelser mv. Hvis de bruges til andre formål, skal man have for øje, at det ikke nødvendigvis er det formål, de er udviklet til. Fx kan man ikke beregne de samlede danske drivhusgasemissioner på basis af analyseforudsætningerne, som har fokus på kapaciteter og ikke den samlede elproduktion, idet det er det som er relevant for transmissionsnettet. Desuden indgår fx landbruget ikke, andelen af biobrændsler i benzinforbruget kan ikke opgøres på basis af AF og mulighederne for CO₂ lagring er heller ikke medtaget.

Derfor kan spørgsmål om, hvorvidt udviklingen går mod netto-nul emissioner, ikke besvares meningsfyldt inden for rammerne af analyseforudsætningerne. Fossil uafhængighed i 2050 er i AF18 anvendt som en proxy for netto-nul målsætningen i energisektoren.

Skulle svarene give anledning til yderligere spørgsmål, er læseren naturligvis altid velkommen til at kontakte Energistyrelsen.



Indhold

Indledning	1
Økonomiske nøgletal	4
Brændsels- og CO ₂ -priser	6
Elpriser	8
Elforbrug	10
Effektforbrug	19
Kraftværkskapaciteter	21
Solceller	27
Vindmøller	28
Udlandsforbindelser	34
Centrale gasdata	37
Gasforbindelser	42
Andre	43
Forsyningssikkerhed	43
Klima	44
Ikke kategoriseret	45
Bilag 1: Vindmølleindustrien og Danmarks vindmølleforenings kommentarer til baggrundsnotat om landvind-potentialemodellen	48

Økonomiske nøgletal

Høringssvar	Afsender																																										
<p>Den økonomiske vækst er gengivet i Tabel 2 i 'Analyseforudsætninger til Energinet 2018', og tegner et billede af en stabil økonomisk vækst på omtrent 1,5 pct. p.a.</p> <p><small>Tabel 2: Udviklingen i realt BNP, inflation og den 10-årige danske statsobligationsrente</small></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>2018</th> <th>2019</th> <th>2020</th> <th>2025</th> <th>2030</th> <th>2040</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td colspan="4">Årlig ændring i pct.</td> </tr> <tr> <td>Realt BNP</td> <td>1,8</td> <td>1,6</td> <td>1,9</td> <td>1,3</td> <td>1,5</td> <td>1,5</td> </tr> <tr> <td>Nettoprisindeks</td> <td>1,6</td> <td>1,8</td> <td>2,0</td> <td>2,1</td> <td>2,1</td> <td>2,0</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td colspan="4">Pct.</td> </tr> <tr> <td>Rente på 10-årig dansk statsobligation</td> <td>0,8</td> <td>1,6</td> <td>2,2</td> <td>4,4</td> <td>4,5</td> <td>4,5</td> </tr> </tbody> </table> <p>Figur 1: Tabel 2 fra 'Analyseforudsætninger til Energinet 2018'</p> <p>Den faktisk anvendte økonomiske vækst – som gengivet i detaljer i det tilhørende regneark og i figuren herunder – tegner dog et markant andet billede. Det ses tydeligt, at de valgte år i tabellen hver repræsenterer et år med markant højere vækst end de omkringliggende år. Det er voldsomt manipulerende, idet tabellen ikke giver et retvisende billede af de underliggende antagelser om økonomisk vækst.</p> <p>UDVIKLINGEN I REALT BNP</p> <p>Figur 2: Udviklingen i Realt BNP</p> <p>Det rejser følgende spørgsmål:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hvad er årsagen til den økonomiske vækst fluktuerer så meget fra år til år? • Burde man ikke foretrække en jævn økonomisk vækst i analyseforudsætningerne? 		2018	2019	2020	2025	2030	2040				Årlig ændring i pct.				Realt BNP	1,8	1,6	1,9	1,3	1,5	1,5	Nettoprisindeks	1,6	1,8	2,0	2,1	2,1	2,0				Pct.				Rente på 10-årig dansk statsobligation	0,8	1,6	2,2	4,4	4,5	4,5	<p>Rambøll</p>
	2018	2019	2020	2025	2030	2040																																					
			Årlig ændring i pct.																																								
Realt BNP	1,8	1,6	1,9	1,3	1,5	1,5																																					
Nettoprisindeks	1,6	1,8	2,0	2,1	2,1	2,0																																					
			Pct.																																								
Rente på 10-årig dansk statsobligation	0,8	1,6	2,2	4,4	4,5	4,5																																					



Herudover savnes en prognose for indbyggertal, idet BNP pr. indbygger er vigtig for det samlede energiforbrug.	
I de økonomiske nøgletal indgår en effektiv rente for statsobligationer, der arbejder sig frem mod en ligevægt i 2027 på 4,5 %. Det virker som en relativ høj rente ikke mindst i lyset af de sidste års historik og førte finanspolitik. Tegner denne rente også investeringsomkostninger for private aktører? I så fald virker den uforholdsmæssig høj.	Dansk Energi
Endelig anbefales vi, at der i fremlæggelsen af analyseforudsætninger gøres meget klart rede for, hvilke grundlæggende antagelser, som ligger til grund for vækstskøn og renteforudsætninger. Rentestigningen virker ubegrundet høj, hvilket vil give en negativ påvirkning af de investeringer, som er lagt til grund for fastlæggelsen af analyseforudsætninger for de enkelte teknologiområder og for samspillet i udviklingen mellem de forskellige teknologiområder, energiarter, energibærere og forbrug.	Det Økologiske Råd

Svar:

Energistyrelsen udarbejder ikke selv økonomiske fremskrivninger, men anvender den seneste fremskrivning fra Finansministeriet, her fra *Forslag til Finanslov 2018*. Disse forudsætninger anvendes også til basisfremskrivningen og de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger.

BNP vækst: Den årlige BNP vækstrate stammer således fra Finansministeriet. Energistyrelsen bruger i modelleringen af det klassiske elforbrug allerede et gennemsnit af de fem år op til hvert vækstspring, så de viste vækstrater i 2025, 2030 og 2040 har ikke betydning for AF i øvrigt. AF18 er nu ændret, så det er disse femårsgennemsnit, der vises, fremfor de årlige vækstrater.

Renten på statsobligationer: Finansministeriet forudsætter en gradvis stigning i den effektive 10-årige statsrente fra 0,8 pct. i 2018 til 2,9 pct. i 2025 og derefter til 4,5 pct. i 2027 og frem sfa. en forventet stærkere økonomisk vækst i Europa, jf. Danmarks Konvergensprogram 2018 fra Finansministeriet. Statsrenten anvendes bl.a. af Energinet i analyser af business cases og er ikke udtryk for forventninger til private aktørers afkastkrav.



Brændsels- og CO₂-priser

Høringssvar	Afsender
<p>Idet fremtidens naturgas i Danmark forventes i stigende grad at komme fra biogas, vil vi foreslå at man opererer med en decideret biogas pris. Til forskel fra den af verdensmarkedet bestemte naturgaspris, bør biogasprisen være lokalt bestemt og afspejle afgifter (og endnu vigtigere subsidier) til produktionen af biogas. Biogasprisen vil være væsentlig idet:</p> <ul style="list-style-type: none">• Dele af den danske naturgas infrastruktur må forventes at skulle opgraderes med væsentlige lokale investeringer i lyset af den øgede mængde biogas.• biogas konkurrerer med andre (vedvarende) energikilder, hvorfor en eksplicit biogas pris bør medtages for at sikre et korrekt sammenligningsgrundlag• biogas bør afsættes lokalt til forbrugere, der kan bruge biogas direkte i stedet for at bruge naturgas, der er opgraderet biogas.• ekstra produktion af biogas, som ikke er baseret på affaldsprodukter men på biomasse bør kunne sammenlignes med alternativer <p>Mængden af biogas vil være bestemt af mængden af råvarer til at producere biogas. En del af biogassen må forventes afsat i transportsektoren og det er derfor tvivlsomt, om der er tilstrækkeligt biogas til at dække behovet for gas i energisektoren. Derfor skal der suppleres med andre kilder – herunder VE-gas (eller P2G). Bliver denne gasproduktion dyrest, vil den være prissættende for gassen i fremtiden. Det er derfor vigtigt, at Analyseforudsætningerne anfører forudsætningerne for prissætning af gassen.</p> <p>Tabel 6 gengiver den historiske forskel på gasprisen i Danmark og på verdensmarkedet (Tyskland). Forskellen forventes at blive mindre fra 2036, idet den danske naturgasproduktion forventes at falde. Der tages dog ikke højde for at Baltic Pipe vil medføre stor mængde naturgas til rådighed fra Norge. Det peger i retning af en fortsat høj prisforskel mellem Danmark og Tyskland. Om end forskellen kan blive mindre fra 2036, mener vi ikke den bør reduceres så kraftigt.</p>	Rambøll
Det er problematisk, at CO ₂ -prisen ikke indgår i de fremsendte analyseforudsætninger. Dansk Energi ser frem til at få mulighed for at kommentere på Energistyrelsens endelige tal.	Dansk Energi
Kvotepriisen skal justeres, så den flugter med virkeligheden. Her tænker vi både på, at den faktiske kvotepris i 2018 skal anvendes som udgangspunkt – hvorefter analyser af den justerede ETS-ordning skal analyseres for at give et bedre bud på en fremadrettet	Det Økologiske Råd



kvotepris. Vi kan således se, at den fremlagte forventning til kvoteprisen afspejler, hvordan kvotesystemet var tidligere og ikke, hvordan det forventes at blive fremadrettet.	
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

Svar:

Gaspris: AF udarbejdes til Energinet som det bedst mulige grundlag for Energinets netplanlægning, investeringssager, forsyningssikkerhedsredegørelser mv. I den forbindelse er det kun relevant at se på den mængde biogas, der (med tilskud) opgraderes og indgår i naturgasnettet, hvor den ikke forventes at påvirke prisen for forbrugerne. I AF opereres der derfor kun med en enkelt gaspris, nemlig naturgasprisen.

Energistyrelsen udgiver også samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, som særligt retter sig mod udarbejdelse af projektforslag, som skal leve op til varmforsyningsloven og projektbekendtgørelsens krav til varmforsyningsprojekter ved bl.a. at udarbejde samfundsøkonomiske vurderinger. Den seneste version af de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger udkom i oktober 2018 og i modsætning til AF opgøres gasprisen her som naturgasprisen og et tillæg hertil, der afspejler mængden af VE-gasser i gasnettet, der har en højere produktionspris end naturgas og forventes forøget fremover. Det er væsentligt at bemærke, at denne pris ikke er en markedspris, og derfor ikke skal anvendes i selskabsøkonomiske beregninger. Der er indsat en kommentar herom i den endelige udgave af AF18.

Baltic Pipe: Etablering af effekten af Baltic Pipe er ikke inkluderet i AF. Nye forbindelser – det gælder både el- og gasforbindelser – vil først indgå når/hvis en endelig investeringsbeslutning herom er truffet.

CO₂-kvotepris: CO₂-prisen indgår nu i de endelige analyseforudsætninger og er beskrevet der. Eventuelle kommentarer hertil vil blive vurderet i forbindelse med AF19.



Elpriser

Høringssvar	Afsender
Tak for orienteringen om høringen. Fra vores side som medejer af to danske havvindmølleparker vil jeg gerne understrege behovet for offentliggørelse af Energistyrelsens antagelser vedr. fremtidige elpriser, ideelt set den forventede afregningspris for vindmøller, der typisk ligger under gennemsnitsprisen for el, siden elproduktion fra vind typisk sker i perioder med lave priser. Elprisfremskrivningerne har hidtil været inkluderet i Energinets analyseforudsætninger.	PensionDanmark
Som aktiv investor i Danmark indenfor vedvarende energi har vi i PKA været aktive brugere af Energinets analyser og elprisfremskrivninger. Vi kan forstå, at det med overgangen fra Energinet til Energistyrelsen ikke længere er planen at udgive de specifikke elprisfremskrivninger, hvilket vi synes er meget ærgerligt, da vi altid har anset Energinets arbejde som yderst professionelt og brugbart. Vi håber vores ønske tages i betragtning.	PKA
Vi er interesseret i en fremskrivning af elpriserne. Er disse beregnet?	EWII

Svar:

Tidligere har Energinet offentliggjort deres fremskrivning af elprisen i Danmark og udvalgte nabolande sammen med analyseforudsætningerne. Da elprisen imidlertid er et output fra markedsmodellerne, og da Energistyrelsen anvender andre modeller end Energinet, giver det ikke mening, at elprisen indgår som en grundforudsætning, der bestemmes af Energistyrelsen, i analyseforudsætningerne til Energinet.

På grund af den store efterspørgsel efter netop elprisfremskrivningen fra eksterne parter – andre end Energinet - overvejer Energistyrelsen at udgive et separat notat om elprisfremskrivninger. Det understreges dog, at Energistyrelsen er særdeles opmærksom på, hvad elprisfremskrivninger bør bruges til og ikke bør bruges til, herunder om de er udtryk for middelskøn eller er biased pga. bevidst udeladte elementer, samt fordi der under alle omstændigheder er meget stor usikkerhed omkring elprisfremskrivninger for så lang en periode som til 2040. Mange faktorer påvirker elprisudviklingen, herunder først og fremmest kulprisen og CO₂-kvotepriisen, men også VE-støtte i nabolande, gasprisen, EU's kraftværkskapacitet og elforbrug, mv. Dertil kommer store årlige udsving pga. fx vejrforhold eller kritiske udfald af transmissions- eller produktionsforbindelser. Danmark selv har indflydelse

på elprisen gennem elforbrug og opstillet elproduktionskapacitet, ligesom elprisen kan påvirkes via transmissionsforbindelser til udlandet. En af grundene til, at en elpris bygget direkte på forudsætningerne i AF ikke kan forventes at være et retvisende middelskøn, er netop, at effekten af evt. nye transmissionsforbindelser til udlandet bevidst ikke er inkluderet i AF.



Elforbrug

Høringssvar	Afsender
<p>Elkedler</p> <p>En udbygning af elkedelkapaciteten til ca. 900 MW, ser vi som værende for lav. I et fremtidigt kombineret el-og varmesystem vil elkedlerne spille en stor rolle. Både som spids-og reservelast kapacitet og også til regulerkraft-formål (hvilket ikke modelleres i de fleste energisystemmodeller). Det er vores vurdering at der vil blive etableret flere elkedler end dem, der pt. er ved at blive projekteret, hvorfor elkedelkapaciteten i fremtiden sandsynligvis vil overstige de 900 MW. Elkedler er den primære mulighed for at etablere grøn spids- og reservelastkapacitet, og der er allerede en omstilling i gang fra olie- og gasbaseret spidslast til elkedler.</p> <p>Store eldrevne varmepumper</p> <p>Vi anser en udbygning af store varmepumper til ca. 340 MWe i 2040 som værende for konservativt. Sænkelsen af elvarmeafgiften har gjort, at varmepumper (selv med udeluft som varmekilde) nu er konkurrencedygtige med biomassekedler på de mindre fjernvarmeværker, hvilket gør at der vil ske en stor udbygning her. Elvarmeafgiften har hidtil betydet en langsom indfasning af de store eldrevne varmepumper til trods for at varmepumper er på fjernvarmeselskabernes ønskeliste og er en vigtig grøn enhed, der skaber integration mellem el og varme. Fjernvarmeselskaber og rådgivere melder om markant øget interesse for varmepumpeprojekter efter sænkelsen af elvarmeafgiften. Derudover vil der skulle bruges varmepumper til at udnytte overskudsvarme fra f.eks. store datacentre. Desuden skal der findes alternativ varmeproduktion til de kulfyrede kraftværksblokke i Esbjerg, Odense og Aalborg. I en by som Esbjerg (hvor det er forventet at være ude af kul inden 2023), vil der formentlig skulle bygges varmepumper med en effekt på 30-40 MWe for at dække varmeefterspørgslen. Tilsvarende kan der opsættes varmepumper i både Odense og Aalborg og med tiden også i de resterende store byer i takt med at de store kraftværksblokke bliver udtjente. Fremtidige, grønne varmekilder som udeluft, spildevand, grundvand, havvand, geotermi og</p>	Grøn Energi



<p>overskudsvarme til varmeproduktion til fjernvarmesystemet kan kun udnyttes via udbygning med varmepumper. Vi mener derfor, at analyseforudsætningerne undervurderer både hastigheden af indfasningen og kapaciteten på lang sigt. Vi har i tidligere analyser vurderet at eldrevne varmepumper i et niveau på 1500-2000 MWvarme kan være opnået allerede i 2030.</p>	
<p>Elkedler AF18 forudsætter etablering af ca. 240 MW elkedler, hvoraf halvdelen etableres i DK1.</p> <p>Fjernvarme Fyn har vurderet forskellige fremtidige scenarier for erstatning af den kulfyrede B7, og i disse overvejer vi etablering af elkedler med en kapacitet svarende til det i AF forudsatte for DK1. Disse kan placeres centralt på Havnegade 120 eller decentralt i tilknytning til eksisterende spidslastcentraler.</p> <p>Store varmepumper Vi er enige i, at der sandsynligvis etableres væsentlig ny varmekapacitet i form af store varmepumper, navnlig på længere sigt set i lyset af antagelsen om, at elpriserne kommer under pres pga. den store udbygning med vind og sol. Idet der skal erstattes 3 kulfyrede kraftværksblokke anser vi det imidlertid for sandsynligt, at der sker en hurtigere udbygningstakt end den i AF18 forudsatte, hvor der kun forventes etableret varmepumper med en elkapacitet på ca. 80 MWe (ca. 250 MW varme) frem til 2025.</p> <p>Fjernvarme Fyn har vurderet forskellige fremtidige scenarier for erstatning af den kulfyrede B7, og i disse overvejer vi etablering af varmepumper svarende til en el-effekt på 25-40 MWe frem mod 2025. Disse kan placeres centralt på Havnegade 120 eller decentralt i tilknytning til eksisterende spidslastcentraler.</p>	Fjernvarme Fyn
<p>Vi forstår og anerkender usikkerheden om udviklingen i de store varmepumper, og støtter de nævnte initiativer om grundigere analyser på dette område. Indtil disse analyser foreligger, mener vi den kraftige vækst som pt. ligger i 2035 bør indtræffe tidligere, og jævnes ud over flere år. Der er allerede i disse år er stigende potentiale for store fleksible varmepumper i kombination med et stærkt</p>	Rambøll



<p>stigende marked for fjernkøling. Set i forhold til, at etablere individuelle køleanlæg, er der en stor synergi ved at etablere en varmepumpe, dels er merinvesteringen i at gå fra kompressor til varmepumpe lille, dels er den marginale COP ved at producere varme i forhold til køl omkring 5.</p> <p>Idet analyseforudsætningerne strækker sig 22 år frem, kunne man overveje at inddrage forudsætninger for at inddrage forudsætninger for Power-To-Gas. De langsigtede prognoser for gassystemet forudsætter, at der indgår P2G, og det er derfor prisen på P2G, som skal indgå i de scenarier, hvor behovet for gas ændres. Når der kommer gang i produktion af P2G, vil det være denne pris, som bør anvendes i alle analyser for marginale ændringer i gasforbruget, og ikke verdensmarkedsprisen. Ellers kan man ikke sammenligne gas imod eksempelvis fjernvarme eller individuelle varmepumper.</p> <p>Tilsvarende savnes et afsnit om energilagring. Det burde omfatte priser og kapaciteter for den fortsatte brug af de eksisterende naturgaslagre, men også forudsætninger for store termiske varmelagre i fjernvarmen og fleksibelt brug af batterier til transport samt evt. CO₂ lagring. Prisen på CO₂ lagring bør hvis det er relevant være en indikator for prisen på CO₂.</p>	
<p>CTR er ligesom VEKS et stort transmissionsnet. Vi transmitterer ca. 15 % af alt dansk fjernvarme gennem vores rør til vores 5 interessentkommuner – København, Frederiksberg, Gentofte, Gladsaxe og Tårnby. Derudover varetager vi forsyningsikkerheden for vores kunder – de 5 kommunale distributionsselskaber. Til dette formål ejer og driver vi sammen med VEKS (som dækker hele vestegnen) en række spids- og reservelastanlæg, som i dag producerer varme på gas og olie. I grove træk har vi i denne sammenhæng en spids- og reservelastproduktionskapacitet, der kunne dække Esbjergs totale varmebehov.</p> <p>Region Hovedstaden og tilhørende kommuner har en målsætning om at være CO₂-neutrale i 2025. Denne målsætning er tilsvarende besluttet af bestyrelserne i CTR og VEKS. Af den grund arbejder vi i fællesskab for at omstille vores spids- og reservelastkapacitet til mere CO₂-venlige anlæg. CTR vil således om ca. 1 måned indvie</p>	CTR



den første elkedel på 40 MW og forventer at indvie den næste på 80 MW om ca. 1 års tid. På den lange bane ses op til 400 MW elkedler bare i CTR's forsyningsområde, men er endnu ikke konkrete. I de langsigtede planer lægges op til varmepumpekapacitet med et elforbrug op til 100 MW i CTR net, hvortil kommer VEKS. Hvis geotermi bliver erstatningen for den biomassefyrede kraftvarme mod 2050, vil elforbruget stige yderligere.

CTR og VEKS er i dialog med Energinet om fremtidig forsynings sikkerhed i elnettet med udgangspunkt i CTR's udbygning med EI-kedler til Spids- og reservelast.

Imidlertid vækker det noget bekymring hos os, når vi læser Energistyrelsens "Analyseforudsætninger til Energinet for 2018" som er sendt i høring. Her er det efter vores vurdering langt fra tydeligt, at eldreven varmepumper og EI-kedler skal spille en langt større rolle i den grønne opstillingen til et kombineret el- og varmesystem. Således lægger forudsætningerne alene op til, at der i Østdanmark ses en udbygning med 125 MW el til store varmepumper og kun 250 MW el til elkedler. Som det fremgår af ovenstående, afspejler det på ingen måde den fremtid, som CTR ser ind i.

At forudsætningerne således lægger alt for lille kapacitet til grund resulterer i følgende konklusion:

"4.1.3 Maksimalt effektforbrug

Den maksimale effekt knyttet til det uspecificerede forbrug beregnes som beskrevet i tabel 14 ovenfor. Det resterende (specificerede) forbrug omfatter forbrug til de store datacentre, til jernbanen og forbrug til store varmepumper og elkedler, men forbruget til store varmepumper og elkedler antages ikke at påvirke effektspidsen."

Hvis Energistyrelsens forudsætninger træder i kraft, vil Energinet være mindre tilbøjelige til at gennemføre den udbygning af forsynings sikkerheden i EI-nettet, som er nødvendig, hvis elkedler og varmepumper skal integreres i fjernvarmenettet. En sådan tilkendegivelse fra Energistyrelsen betyder desuden, at CTR vil se sig nødsaget til at meddele bestyrelsen, at Region Hovedstaden, Kommunernes og CTR's målsætning om en



<p>CO2 neutral fjernvarmeforsyning i 2025 er svært realiserbare, da ministeriet ikke finder grundlag for at styrke forsyningssikkerheden i det danske elnet på en sådan måde, at el kan bruges som kilde til at skabe en tilstrækkelig forsyningssikkerhed i fjernvarmenettet.</p>	
<p>Dansk Energi har forståelse for, at man ikke har kunnet tage højde for de seneste ugers politiske udspil, herunder "Sammen om en grønnere fremtid" med regeringens mål om 1.000.000 grønne biler i 2030. Hvor elforbrug forventeligt vil stige med 2 TWh som følge af betydeligt flere elbiler.</p> <p>For forståelsen af de foreliggende tal og mulighed for at kommentere på disse ville det være en fordel, hvis Energistyrelsen fremlagde så meget baggrund til data som muligt. Specifikt ville det være oplysende med en dedikeret fane i regnearket for elektrisk transport, med antallet af elektriske køretøjer og en fane med antallet af varmepumper samt en opgørelse af varmeproduktion fra varmepumperne. Det er nemlig uklart, hvorvidt en relativ lav udvikling dækker over en antagelse om stigende effektivitet af selvsamme varmepumper.</p> <p>Udviklingen i effekt til individuelle varmepumper i erhverv, der også er begunstiget af nedsættelse af afgift til el til varme, virker overraskende lav. Det samme kan siges om de store varmepumper, hvor der alene vurderes til en kapacitet i 2030 på 150 MWe. Dette er forholdsvist lavt ikke mindst i lyset af nedenstående kommentar om værkernes kommende konverteringer, der peger på, at varmepumper er rentable. I lyset af den fortsatte vindkraftudbygning og klimamål for fjernvarmen virker det også underligt, at udbygningen med elkedler går i stå fra 2021.</p> <p>Ud over varmepumper indgår der ikke i noget omfang "Power to X" i analyseforudsætninger. Det er meget sandsynligt, at der vil komme et træk over de næste årtier med brug af el til andre energiformer. Specielt når det er en forudsætning for analyseforudsætningerne, at der beskrives et forløb med en "...fortsat grøn omstilling af det danske energisystem..."¹ Det virker heller ikke som om, at</p>	Dansk Energi

¹ Fra afsnit 1.2 Analyseforudsætningernes rækkevidde og forbehold



<p>en udbredelse af hybridløsninger indgår i forudsætningerne.</p> <p>Energiaftalen lægger vægt på fleksibilitet i energianvendelsen. Det virker dog heller ikke som om dette element indgår i analyseforudsætningerne.</p>	
<p>Elektrificering af transporten</p> <p>Vi har stor respekt for de vanskelige forudsætninger for dette arbejde på et tidspunkt, hvor både Energiforlig og fremlæggelse af Klimaplan ændrer de hidtidige forudsætninger. Især for indfasningen af el som drivmiddel i transporten ser vi et meget klart behov for at justere forventningerne. Ikke mindst fordi antallet af batteridrevne biler fremover vil give gode muligheder for at anvende disse batterier til stabilisering af især el-distributionsnettet, hvor elektrificeringen og udbredelsen af decentral (lille) produktion forventes at skabe behov for dette.</p> <p>Vi forventer således, at indfasningstakten af især el-biler klarere må afspejle den politisk udmeldte forventning om tilstedeværelsen af 1 mio. ikke fossilt drevne biler, heraf 800.000 el-biler i 2030, vil afspejle sig i den forventede udvikling.</p> <p>Nye elforbrug / datacentre</p> <p>Vi ser god fornuft i at medtænke muligheden for at de annoncerede store datacentre og deres meget store elforbrug enten kommer i fuldt omfang eller også opgiver de danske placeringer og rykker videre. Det er ret store mængder el, som herved indpasses i analyseforudsætningerne med et meget stort spænd for den langsigtede udvikling. Vi synes således at det havde været hensigtsmæssigt at opdele indfasningen af disse datacentre efter, hvor mange datacentre, som umiddelbart kan indpasses i det danske el-system uden meget dyre transmissionsudbygninger, og hvilket som de facto ville kræve omfattende investeringer, som betales af alle kunder, som i praksis ikke fuldt kunne retfærdiggøres, hvis datacentrene igen efter en kort årrække flytter videre.</p> <p>Elforbrug varmepumper</p> <p>Vi undrer os over, at elforbruget til store varmepumper i figur 6. fylder forholdsvist lidt sammenlignet med datacentrenes elforbrug. Hvis spildvarmen fra datacentrene skal udnyttes, kræver det brug af</p>	Det Økologiske Råd



<p>varmepumper for at hæve spildvarmens temperatur, så det kan udnyttes i fjernvarmen mm. Vi synes, at det er problematisk, hvis det lave forbrug til varmepumper er et udtryk for, at det forventes, at den store spildvarme ikke kan udnyttes. Varmepumper forventes desuden anvendt i en række andre sammenhæng – se nedenfor.</p> <p>Vi undrer os desuden over, at erhvervenes elforbrug i figur 7. ikke udvikler sig gennem årene. Hvis Danmark skal være netto-0 udleder af CO₂ senest i 2050, må en række af industriens processer skulle elektrificeres.</p> <p>Vi undrer vi os desuden over, at figur 10. kun viser en svag udvikling af elforbruget til varmepumper i erhverv. Det må som nævnt ovenfor forventes, at en del af industriens energiforbrug herunder varme til processer i fremtiden kan produceres via varmepumper internt mellem processer og i forbindelse med udnyttelse af varme fra fx spildevand, røggas mm.</p> <p>Tilsvarende undrer det os, at udviklingen i kapaciteten af store varmepumper ikke er større. Der er som bekendt forhandlinger om at ændre afgifterne på overskudsvarme, så det bliver mere rentabelt at udnytte overskudsvarme. Der er desuden et pres på at få fjernet kraftvarmekravet, så de store centrale kraftvarmeverker også kan installere varmepumper. Endelig forventes en del af de mindre kraftvarmeverker at konvertere til varmepumper, når grundbeløbet bortfalder. Disse forhold kan betyde, at elforbruget til store varmepumper stiger betydeligt.</p> <p>Vi er opmærksomme på, at ovennævnte forhold er usikre, hvorfor vi anbefaler, at der udarbejdes følsomhedsanalyser, som det er gjort andre steder (fx for datacentre).</p>	
<p>En række forhold i AF18 påvirker efterspørgslen på el. Det gælder bl.a. for vejtransporten. Den forventede fremskrivning af elforbruget bør tage hensyn til en forventet forøgelse i antallet af elbiler frem mod 2030 set i relation til regeringens målsætning om 1 mio. "nul-udledningsbiler" i 2030 og et forbud mod salg af nye diesel- og benzinbiler.</p> <p>Fremskrivningerne i figur 18 og 19 bør derfor opdateres så der tages hensyn til initiativerne i en kommende klimaaf tale. Det vil ikke være hensigtsmæssigt, hvis analyseforudsætningerne ikke tager hensyn til denne udvikling, hvorfor vi anbefaler en opdatering af såvel</p>	Vindmølleindustrien og Danmarks Vindmølleforening



hovedforløbet såvel som udfaldsrummet i AF18.	
-----------------------------------------------	--

Svar:

Varmepumper og elkedler: En stor del af kommentarerne går på store varmpumper og elkedler og hænger sammen med forudsætningerne om kraftværkskapaciteter. Udviklingen i varmpumper er baseret på en vurdering af, hvordan varmebehovet dækkes, når kraftværkskapacitet lukkes, mens udviklingen i elkedler er baseret på projekter i pipeline. Fremskrivningen af elkedler rækker derfor kun få år frem i tiden. Her har Energistyrelsen som i tidligere analyseforudsætninger fra Energinet valgt at fastholde kapaciteten i resten af fremskrivningsperioden, da der er stor usikkerhed om antal, og særligt placering. Desuden får elkedler i Ramses modellen en meget lav benyttelsestid.

Energistyrelsen medgiver, at der er stor usikkerhed om udviklingen, og har i de endelige analyseforudsætninger inkluderet et udfaldsrum med lavere kraftværkskapacitet og tilsvarende højere kapacitet for varmpumper.

I forbindelse med energiaftalen er der endvidere igangsat en større analyse af den kollektive varmeforsyning. Resultaterne af denne analyse forventes at bidrage med mere viden om udviklingen specielt i den decentrale kraftvarme, som vil indgå i arbejdet med næste års analyseforudsætninger. Det understreges desuden, at analyseforudsætningerne er grundlaget for at regne på forsyningssikkerhed, og at der i forbindelse med analyser af forsyningssikkerheden ses på følsomheder og robustheder for bl.a. en hastigere lukning af den decentrale kraftværkskapacitet.

Erhvervenes elforbrug: Til spørgsmål om det relativt flade elforbrug i erhvervslivet er forklaringen, at nogle faktorer taler for øget forbrug af bl.a. varmpumper (lavere elvarmeafgift, teknologiudvikling), hvorimod andre faktorer trækker elforbruget ned (energibesparelser, lave gaspriser). At elforbruget er nogenlunde konstant, betyder dog ikke, at antallet af varmpumper er konstant, men at varmpumperne bliver mere effektive, så antallet stiger og forbruget af omgivelsesvarme stiger, og leveret rumvarme øges.

Andre teknologier: Med hensyn til teknologiudviklingen er teknologikataloget grundlaget for analysen af udviklingen i elforbruget, men en række nye teknologiske muligheder som fx "Power to X" (P2X), CCS og procesvarmpumper er endnu ikke inkluderet i vores modeller. Det vil der blive arbejdet på til fremtidige analyseforudsætninger. Desuden opdateres teknologikataloget jævnlige, når ny viden tilsiger dette, og der arbejdes fx i år med at inkludere de mest lovende og veldokumenterede nye lagringsteknologier. Energistyrelsen efterspørger generelt information om nyeste udviklinger og markedsdata.

Elbiler: Regeringens klima- og luftudspil udkom mens AF18 var i høring, og det har ikke været muligt at indarbejde forslaget om stop for salg af nye benzin- og dieselbiler i 2030 i grundforløbet. Det skønnes dog umiddelbart, at forslaget kun vil



have en mindre effekt på transmissionsnettet, men der er igangsat en temaanalyse, der skal undersøge dette nærmere, og resultaterne heraf vil indgå i næste års analyseforudsætninger sammen med resultatet af forhandlingerne om klima- og luftudspillet. Desuden er der i den endelige version af AF18 ændret på udfaldsrummet for elforbruget til person- og varebiler, så det indfanger målet om, at alle nye biler skal være lavemissionsbiler i 2030 og nulemissionsbiler i 2035, således, at regeringens forventning om 1 mio. elbiler, plug-in hybridbiler eller tilsvarende grønne biler i Danmark i 2030 er inkluderet i følsomhedsanalysen.

Fleksibilitet: Det er korrekt, at fleksibilitet i elforbruget ikke indgår i AF18 bortset fra de overordnede antagelser, der ligger til grund for omregning fra elforbrug til effekt. Energistyrelsen er enig i vigtigheden af at se nærmere på dette fremover. El-systemet vil givetvis se ganske anderledes ud i fremtiden, hvor et af de store paradigmeskift findes i andelen af fluktuerende VE i el-produktion både centralt og decentralt i Danmark og i resten af regionen. Derfor vil lagring og fleksibelt elforbrug spille en større og større rolle. Energistyrelsen har på den baggrund igangsat en analyse omkring fremtidige forbrugsmønstre for elbiler og individuelle varmepumper, og også Energinet arbejder med analyser af fleksibilitet og nye markedsmodeller. Det forventes, at resultaterne af disse analyser vil indgå i fremtidige analyseforudsætninger.

Overskudsvarme fra datacentre: Det er i AF18 antaget at ca. 1/3 af kapaciteten for store varmepumper er baseret på overskudsvarme, og at godt halvdelen heraf kommer fra store datacentre. Dette er baseret på en vurdering af, at kun en del af potentialet i praksis vil blive udnyttet. I temaanalysen om store datacentre, udarbejdet af COWI for Energistyrelsen, er der estimeret et samlet potentiale, men udnyttelsen heraf afhænger bl.a. af afstanden mellem datacentre og fjernvarmenet, og hvorvidt der kan garanteres en stabil varmeforsyning. I Viborg har det fx vist sig, at der er for stor risiko forbundet med investering i en varmepumpe, da datacenterejer ikke kan garantere udbygningstakten af servere på lokaliteten.



Effektforbrug

Høringssvar	Afsender
Ved opgørelse af maksimum og minimum el-effektforbrug er det i AF18 antaget, at store varmepumper og elkedler ikke påvirker maksimalt effektforbrug. Det er uklart for os, om dette skyldes, at varmepumper og kedler forudsættes at være afbrydelige el-forbrugere eller om de antages stoppet pga. høje elpriser ved maksimalt effektforbrug. Uanset årsagen undrer det os, at de heller ikke indgår i fastsættelse af minimalt effektforbrug, hvor der må forventes lave elpriser. Markedsmekanismerne tilsiger, at varmepumper og elkedler vil producere varme i timer med lave priser, eventuelt til varmelager, så den forudsatte afbrydelighed i timer med høje elpriser er mulig i et afgrænset antal timer afhængig af varmelagerets størrelse.	Fjernvarme Fyn
<p>En relevant følsomhed for elbiler er, hvornår opladning vil ske. Der kan stilles spørgsmål ved, om faktoren for elbiler på 0,25 også gælder ved minimalt forbrug? Antages det hermed, at der lades mindre end gennemsnitligt i lavlast? Eller skal det afspejle, at systemet kan reducere sit forbrug hertil i tilfælde af, at der ikke er noget bidrag fra fluktuerende VE?</p> <p>Fleksible forbrugere må antages at have en relativt større andel af deres forbrug i lavlasttimer, hvorfor benyttelsestiden for disse skal være under 8760 timer ved beregning af bidrag til minimumsbelastning.</p> <p>Såfremt der ikke er sammenfald mellem lavlast på datacentrene for lavlast i det øvrige system bør benyttelsestiden ikke deles med 0,9 for disse.</p>	Dansk Energi
Det undrer os, at store varmepumper slet ikke fremgår af figur 23 og 24, der viser udviklingen i det maksimale effektforbrug. Er det fordi, de forventes at kunne afbrydes i spidslastperioder?	Det Økologiske Råd

Svar:

Effektforbrug for store varmepumper og elkedler: Det er i AF18 som i tidligere analyseforudsætninger antaget, at store varmepumper og elkedler er afbrydelige ved høje elpriser, og derfor ikke forventes at påvirke effektspidsen. Det er ligeledes forudsat, at varmepumper og elkedler ikke påvirker minimaleffekten ud fra en simpel antagelse om, at kombinationen af lavt varmebehov og variable elpriser kan betyde, at der er timer, hvor varmepumper og elkedler er inaktive. Vi er dog enige i, at der kan være behov for at undersøge dette nærmere, og vi er opmærksomme på, at alle fremtidens varmepumper ikke nødvendigvis er afbrydelige i



spidslastsituationer. Vi vil derfor gerne høre branchens input til en evt. revurdering eller analyse af dette emne i forbindelse med fremtidige analyseforudsætninger.

Elbilers effektforbrug: Faktoren på 0,25 er et forsøg på at afspejle, at samtlige elbiler ikke påvirker hverken maksimal eller minimal effekt samtidig – og er nødvendig, så længe vi baserer effektpåvirkningen på en historisk benyttelsestid. Ved at anvende faktoren til beregning af minimaleffekt siger vi med andre ord, at vi ikke forventer timer, hvor alle elbiler "er ude at køre" (og minimaleffektpåvirkningen derved er nul). Det afspejler ikke en fleksibel eller systemmæssig håndtering af opladning. Vi er meget opmærksomme på at undersøge nærmere, hvad fleksibilitet (herunder for elbiler) kan gøre for elsystemet. Derfor er der, som også tidligere nævnt, igangsat nye analyser af dette emne.

Fleksibilitet: Med hensyn til benyttelsestiden for det klassiske elforbrug er det rigtigt, at denne for fleksible forbrugere bør være lavere end den beregnede til estimation af bidrag til minimaleffekten. Vi mangler dog at få afklaret, hvordan vi kvalificerer dette yderligere.

Datacentre: Vi har ikke data, som bekræfter et sammenfald mellem lavlast på datacentre og lavlast i det øvrige system, men vi har på baggrund af COWI's analyse heller ikke endegyldigt kunnet afkræfte det. Vi har valgt at vægte det sidste argument højest i de aktuelle analyseforudsætninger. Vi håber på kort sigt at få flere data, som kan bruges til at underbygge forudsætningerne om datacentres elforbrug og forbrugsmønstre.



Kraftværkskapaciteter

Høringssvar	Afsender
<p>Vi mener, de ca. 2600 MW central elproduktionskapacitet og ca. 1500 MW decentral elproduktionskapacitet i 2040 er for højt. Et "positivt" estimat fra vores side vil være ca. 2000 MW central kapacitet og 500 MW decentral kapacitet i 2040. Vores bedste bud er derimod ca. 600 MW central kapacitet og ca. 150 MW decentral kapacitet i 2040.</p> <p>Det skyldes, at mange anlæg (både centrale og decentrale) vil være udtjente på dette tidspunkt. Det forventes ikke, at der er økonomi i at bygge nye kraftværker eller levetidsforlænge de eksisterende.</p>	Grøn Energi
<p>AF18 forudsætter, at kraftværkskapaciteten (el) i 2040 vil være reduceret med 35% i forhold til dagens niveau. Vi mener, at der er en række forhold, der taler for en væsentlig større reduktion:</p> <ul style="list-style-type: none">• Der henvises i AF18 til deregulering af fjernvarmesektoren, hvilket vi forstår som henvisning til de foreslåede kommende ændringer vedr. tilslutnings- og forblivelsespligt. Efter vores opfattelse er der imidlertid bl.a. indtægtsrammeregulering og strammere regulering på vej med hensyn til andelen af omkostninger, som et kraftvarmeanlæg kan indregne i varmeprisen. Med strammere regulering henviser vi bl.a. til standardiserede fordelingsnøgler mellem el- og varmesiden. Vores opfattelse er, at konsekvenserne ved at indføre centralt fastsatte fordelingsnøgler mellem el- og varmesiden på kraftvarmeanlæg, som foreslået af Energistyrelsen (Modelnotat af 2. juli 2018: Standardisering af omkostningsfordeling ved samproduktion), vil betyde, at både eksisterende og nye kraftvarmeanlæg i Danmark ikke kan drives rentabelt, idet en større andel af produktionsomkostningerne vil belaste til el-siden.• Vi forstår AF18 således at man ikke forventer produktionsbindinger for de centrale kraftværker i 2040.• Hvis lov om fremme af vedvarende energi ændres som foreslået, vil eksisterende biomassefyrede kraftvarmeanlæg kunne modtage støtte i maksimalt 20 år regnet fra det tidspunkt, hvor de er begyndt at levere bio-el til nettet (20 år for dedikerede anlæg og 15 år for ombyggede anlæg).• Nye biomassefyrede kraftvarmeværker vil kun kunne modtage pristillæg til el-produktion svarende til vindmølleudbud, hvilket vil sige 0, hvis vindmøller som forudsagt kan klare sig uden tilskud i nær fremtid.• Selvom el-forbruget antages at stige med godt 70%, vil der ikke være mange el-fuldlasttimer til kraftvarmeværker efter den forudsatte udbygning frem til 2040 med 5-6.000 MW	Fjernvarme Fyn



<p>havvind, ca. 800 MW landvind og 7.000 MW sol (peak) – en forøgelse af el-kapaciteten med i alt ca. 13.000 MW.</p> <p>Med forannævnte randbetingelser vil biomassefyrede kraftvarmeværker om 15-20 år, når pristillægget til bio-el falder bort, næppe være rentable. På det tidspunkt vil de centrale værker, der pr. 1. april 2019 kan få pristillægget jf. forslag til lov om fremme af vedvarende energi, være udtjente og stå over for en beslutning om levetidsforlængelse. Set i det perspektiv er det tvivlsomt, om der er central kraftværkskapacitet til rådighed i 2040, medmindre der introduceres kapacitetsbetaling for at stå til rådighed som reserve.</p>	
<p>Efter 2018 bortfalder det faste tilskud til decentrale gasfyrede kraftvarmeværker. Hvilke forudsætninger er inde omkring lukning af decentrale værker og dermed manglende elproduktion?</p>	Rambøll
<p>Opgørelsen af kraftværkskapacitet er utvivlsomt central i Energinets grundlag for fremtidige beslutninger.</p> <p>Endnu engang bør det nævnes, at Energistyrelsen har foretaget en række konkrete vurderinger, men præsenterer disse som overordnede tal. Det giver læseren et unødigt puslearbejde for at udrede baggrund.</p> <p>Det kan læses mellem linjerne i analyseforudsætningerne, at de værker, der stadig har kulkapacitet ombygges. Det er i tråd med energiaftalens mål om udfasning af kul og tilsvarende udmelding fra de relevante kraftværksejere.</p> <p>Analyseforudsætninger antager dog, at denne konvertering først sker i 2030. Det er muligt. Men der er også en sandsynlighed for at denne konvertering vil ske tidligere. Her hælder forudsætningerne også til den optimistiske ende i forhold til, hvor meget kapacitet, der vil være til rådighed. Da man har fjernet elproduktionstilskuddet til biomasse for fremtidige KV-værker må man antage, at elproduktionskapaciteten på erstatningen for kulkraftværkerne bliver beskeden.</p> <p>Ud over disse konverteringer indeholder fremskrivningen kun meget begrænsede ændringer i tilgængelig kraftværkskapacitet. Hvis man ser bort fra konvertering af kulkraftværker fastholdes kapacitet faktisk i næsten fuldt omfang. Det må betegnes som værende i den maksimale ende af, hvad man kan forvente af kapacitet frem mod 2030.</p> <p>Det kan godt være, at der ikke foreligger konkrete udmeldinger om, at</p>	Dansk Energi



<p>eksisterende værker tages helt ud af drift. Men særligt for de værker, der ikke har et varmegrundlag, hviler deres fortsatte eksistens under de nuværende rammebetingelser på et økonomisk meget lille grundlag.</p> <p>Men selv for værker med et varmegrundlag peger flere faktorer i retning af faldende elkapacitet.</p> <p>Der er sendt et forslag til omkostningsfordelingsnøgler mellem el og varme i høring. Hvis det træder i kraft vil det føre til, at både nye og eksisterende kraftvarmeværker ikke kan drives økonomisk forsvarligt. Dette kan have stor betydning for udfasning af eksisterende kraftvarmekapacitet og vil de facto umuliggøre opførelse af ny kraftvarmekapacitet, dvs. i praksis lede til, at der ikke opføres ny termisk elkapacitet.</p> <p>Lempelse af kraftvarmekrav vil føre til, at elkapacitet vil være for nedadgående. En række mindre kraftværker vil være i en situation, hvor de uden kraftvarmekrav ikke økonomisk kan refærdiggøre over for deres varmekunder at have elkapacitet stående uden kompensation for samme.</p> <p>Det er vores forståelse at der var indarbejdet et skrotningskriterium på 25 år for de decentrale værker, hvorved de efter 25 års levetid ombygger til varmepumper og biokedler for at opfylde varmebehovet. Det kan derfor undre, at der forsat er omkring 1.500 MW decentral elkapacitet i 2040. Udfasningen af de decentrale værkers elproduktionskapacitet kan blive massiv i perioden frem mod 2030, da de fleste decentrale værkers motorer og turbiner vil blive over 25 år inden da. Når grundbeløb, biomasse-elproduktionstilskud og kraftvarmekravet udfases i samme periode, så virker fremskrivningen i decentral kapacitet usandsynlig høj.</p>	
<p>Hvor andre forventede udviklinger arbejder med et sandsynligt udfaldsrum, som tillader at indtænke forskellige scenarier f.eks. i fastlæggelse af strategi for effekt-behov, så opererer analyseforudsætningerne med et fuldstændig fast forløb. Fra flere sider fremhæves det, at dette faste og ganske høje forløb med få udtagne kraftværker nok vil kræve indfasning af forskellige tiltag, som kan holde dem driftsklare. Vi synes derfor, at det vil være hensigtsmæssigt især at fremlægge et supplerende udfaldsrum, hvor især et større udtag af kraftværker frem til 2040 illustreres, hvis ikke yderligere politiske støtteordninger vedtages.</p>	Det Økologiske Råd
<p>Den centrale kraftværkskapacitet ventes at falde med ca. 65% frem mod 2040.</p>	Ørsted

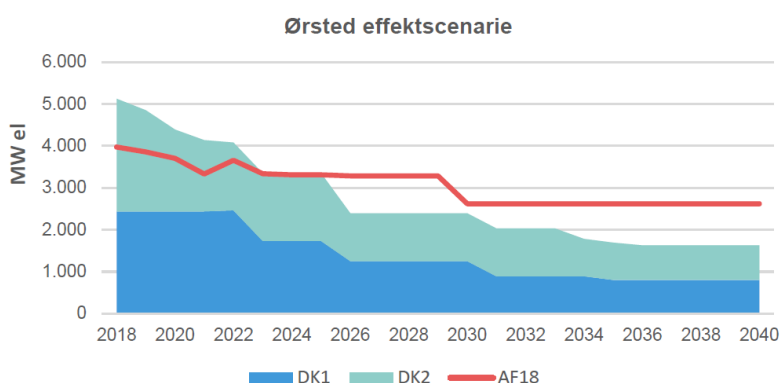


Udkastet til AF18 forventer, at den driftsklare kraftværkskapacitet reduceres med ca. 35% fra dagens niveau til 2040. Givet de nuværende rammer og de langsigtede politiske udmeldinger er det dog højst usandsynligt, at reduktionen kan begrænses til dette niveau. Ørsted vurderer, at det er mere sandsynligt, at den centrale kraftværkskapacitet vil reduceres med ca. 65% fra dagens niveau til 2040.

Uklare rammevilkår – herunder usikkerhed om elproduktionstilskuddet og kraftvarmekravet – kombineret med manglende økonomiske incitament fra elmarkedet gør, at selskaberne er tilbageholdende med at investere i ny produktionskapacitet, samtidig med at eksisterende kapacitet er under pres.

Ørsted vurderer derfor det mest sandsynlige scenarie givet de nuværende og forventede fremtidige rammevilkår som:

- Ørsteds rene kulfyrede blokke lukkes senest med udgangen af 2022
- Ørsteds øvrige eksisterende blokke lukker efter udløbet af de nuværende varmeaftaler, på nær AVV2 og SKV3, som måske vil kunne opnå en forlænget varmeaftale, men dette er dog meget usikkert under de forventede rammer. I figuren er kapaciteten fra disse blokke forlænget til 2040
- NJV3 og FYV7 erstattes tilsammen af 300 MW biomasse kraftvarme. Dette vurderes optimistisk, da Fjernvarme Fyn, Aalborg Forsyning m.fl. har meldt ud, at de foretrækker en ren varmeløsning frem for kraftvarme og søger dispensation fra kraftvarmekravet (se f.eks. artikel i Altinget, 1. oktober 2018)



Vi forventer altså en betydeligt mindre central kraftværkskapacitet



frem mod 2040. Det skal igen understreges, at dette er et relativt optimistisk scenarie, eftersom vi har medtaget kapaciteten på AVV2 og SKV3 helt til 2040 samt 300 MW ny biomasse kraftvarme som erstatning for NJV3 og FYV7. Der er altså en vis sandsynlighed for, at kapaciteten vil være endnu mindre end vi her præsenterer.

Det bemærkes, at AF18 understreger, at *"der er tale om samlet kapacitet, som ikke nødvendigvis udnyttes, men i stigende grad kan fungere som reservekapacitet i tilfælde af mangel på VE-elproduktion"*. Energistyrelsen kan ikke forvente at produktionskapaciteten opretholdes, når grundlaget i form af elmarkedet og varmeliverancen er forsvundet. Praksis har vist at dette ikke vil ske. Eksempler herpå er Stignæsværket og Enstedværket, hvor markedsforudsætningerne forsvandt. Det samme må forventes at ske med SSV3, AVV1, HEV osv. Disse enheder forventes konserveret eller skrottet, så snart de kontraktuelle varmemeforpligtigelser er borte.

På samme vis antager vi at Energistyrelsens fremskrivning af effekten på decentrale værker er tilsvarende overvurderet. Ørsted vil derfor opfordre til, at Energistyrelsen nedjusterer deres fremskrivning af kraftværkskapaciteten i den endelige udgave af AF18, eller som minimum inkluderer en følsomhed i udviklingen, ligesom det er gjort i f.eks. afsnit 3 om elforbrug.

Svar:

Den samlede termiske elproduktionskapacitet falder med godt 35 pct. frem til 2040 i AF18 grundforløbet. Desuden er et fuldt kulstop lagt ind inden 2030. Når kraftværkskapaciteten ikke falder mere, er det dels fordi mange værker for nylig har omlagt til biomasse og disse forventes at fortsætte til 2040, dels er der usikkerhed omkring effekten af den deregulering, der lægges op til i energiaftalen. Der afventes mere information herom bl.a. fra projektet om modernisering af den kollektive varmforsyning. Udviklingen i AF er grundlaget for at planlægge net, og når et kraftværk antages at lukke, vil Energinet ikke længere planlægge at vedligeholde transmissionsnettet til værket. Disse forhold tilsiger en ret konservativ tilgang til lukning af værker.

Energistyrelsen er dog enig i, at der er stor usikkerhed om den fremtidige kraftværkskapacitet, og at der også her bør være et udfaldsrum. Det er inkluderet i de endelige analyseforudsætninger på basis af den information, som Ørsted efterfølgende har fremsendt vedr. udløb af deres varmeaftaler. Dog er Avedøreværket Blok 2 og Skærbækværket Blok 3 forlænget til 2040 i overensstemmelse med Ørsteds bemærkning i høringsvaret om, at disse værker



måske vil kunne opnå en forlænget varmeaftale. Desuden er udfasningen af kul på Fynsværket fremrykket til 2025 i udfaldsrummet. Dette giver et samlet udfaldsrum, hvor den centrale kraftværkskapacitet falder med godt 50 % fremfor 35 % i hovedforløbet.

Det bemærkes desuden, at det ikke er korrekt, at der er lagt 300 MW ny biomasse kraftvarme ind som erstatning for NJV3 og FYV7. Her er antaget en kombination af varmepumper og et mindre biomasse kraftvarmeanlæg. Den samlede nye biomassekraftvarmekapacitet, der er antaget for de to værker tilsammen, er kun godt 60 MWe.

Der er ikke lavet et udfaldsrum for de decentrale kraftværker i den endelige udgave, om end også dette område er omgærdet med betydelig usikkerhed. Årsagen hertil er, at Energistyrelsen ønsker at afvente resultaterne af den igangsatte analyse af den kollektive varmeforsyning som opfølgning på energiaftalen. Analysen vil indgå i næste års analyseforudsætninger.

Der er allerede lagt en betydelig lukning af de decentrale naturgasværker ind i AF18. Den resterende decentrale kapacitet består i høj grad af affaldsværker og værker, der fyres med biogas eller biomasse. Det er, som korrekt refereret, antaget at de decentrale naturgasværker som udgangspunkt lukkes ved udløb af deres levetid, som antages at være 25 år. Dog er der i enkelte tilfælde foretaget en individuel betragtning og levetidsforlængelse, hvis værket fx for nylig er ombygget. Det er i AF antaget, at alle affaldsværker og decentrale biogas/biomasseværker fortsætter til 2040. Dette er naturligvis behæftet med usikkerhed, og der vil derfor blive set nærmere på bl.a. affaldsområdet i kommende analyseforudsætninger. Hertil skal bemærkes, at den øgede CO₂-kvotepris er medvirkende til at forbedre rentabiliteten i disse værker sammenlignet med fossile alternativer.

Det understreges, at analyseforudsætningerne er et bud på en langsigtet grøn omstilling, men at der ikke med AF tages stilling til, hvilke konkrete, yderligere initiativer – ud over tiltagene i energiaftalen - der evt. vil skulle til for at sikre det beskrevne udviklingsforløb.



Solceller

Høringssvar	Afsender
<p>Det overordnede tal for udbygning med solceller kan godt ligge inden for rammen af det sandsynlige.</p> <p>Dansk Energi deler dog ikke pessimismen med hensyn til vurdering af udbygning med private solceller. Den høje elafgift giver ifølge vores beregninger en stor nok indirekte støtte til, at solceller med batterier kan blive rentable for individuelle husholdninger omkring 2025. Med mindre naturligvis man arbejder med en forudsætning om, at elafgiften nedsættes yderligere?</p>	Dansk Energi

Svar:

Udbygningen med private solceller i AF18 bygger på resultater fra Energistyrelsens solcellemodel, der igen bygger på data om teknologi og priser fra teknologikataloget og de afgiftslempelser, der er vedtaget i energiaftalen. Der er ikke forudsat yderligere nedsættelse af elafgiften. Det skal dog understreges, at beregningerne er behæftet med usikkerhed, og at de er baseret på en husholdnings standard-elforbrug. Det kan således ikke afvises, at solceller med batterier kan blive rentable i en situation med fleksibelt forbrug og stor udbredelse af individuelle varmepumper og elbiler. Der vil blive set nærmere på dette til fremtidige analyseforudsætninger.



Vindmøller

Høringssvar	Afsender
<p>Landvind</p> <p>Gennemgår man data for landmøllekapaciteten for de enkelte år bevirker loft, at der kommer nogle sjove spring i kapaciteterne.</p> <p>En relevant følsomhed er, at udbygningen kan ske på markedsvilkår og eksisterende møller fortsat har høj levetid, hvorfor den samlede kapacitet kan stige op mod 6000 MW frem mod 2030.</p> <p>Kapaciteten af gamle møller har tidligere været nævnt at have stor betydning, da en del af disse møller ikke har FRT (fault-ride-through) egenskaber - evnen til at koble ud i tilfælde af fejl.</p> <p>Det bemærkes, at møller opstillet i 2015 havde en højere specifik rotorbelastning (342 W/m²) end møller opstillet i 2017-2018 (320 W/m²). Den lavere specifikke rotorbelastning kompenserer (delvist) for dårligere vindforhold på nye sites.</p> <p>Havmøller</p> <p>Det bemærkes, at de 3 havmølleparker vedtaget i Energiaftalen er relativt små og lagt så sent som overhovedet muligt i forhold til ønsker i Energiaftalen.</p> <p>Der kan rejses spørgsmål ved om det ikke strider imod intentionen i aftalen samtidig med, at en jævn spredning af udbygning alt andet lige vil understøtte en billigere udbygning.</p>	Dansk Energi
<p>Landvind</p> <p>Levetid for ældre møller</p> <p>Det er i sagens natur usikkert at spå om levetiden for ældre møller. Men vi er enige i Energistyrelsens vurdering af at den forventede nedtagning er relativt lille i første halvdel af 2020'erne, mens at der i perioden 2025-2030 til gengæld forventes en betydelig nedtagning af gamle udtjente møller. Den forudsatte levetid på 29 år for møller opsat før 2008 forekommer at være et rimeligt skøn.</p>	Vindmølleindustrien og Danmarks Vindmølleforening

**Det realiserbare potentiale – ”Mulig udbygning 2020-2030”**

Vindmølleindustrien og Danmarks Vindmølleforening har i forbindelse med høringen af AF18 indsendt detaljerede kommentarer til baggrundsnotat til AF18 om Energistyrelsens landvind-potentialemodel, som sammen med energiaftalen ligger til grund for forventningerne i AF18 til udbygningen med landvind. Kommentarerne er gengivet i sin helhed i Bilag 1 og omhandler i hovedtræk følgende punkter:

- Terminologi
- Udnyttelsesgrad og kommunehistorik og risiko for dobbelttælling
- Modelopbygning og antagelser om bl.a. omkostninger, afstand mellem mølleklynger, møllehøjde mv.

Fulldlasttimer for landvind

Vi bemærker, at Energistyrelsen i udbudsbetingelserne til de teknologineutrale udbud for 2018 og 2019 anvender et antal årlige fulldlasttimer for landvind på 3.400, og at man i analyseforudsætningerne anvender 3.150 fulldlasttimer for møller opsat 2020-2030.

Det er vores organisationers opfattelse, at det er uhensigtsmæssigt, at Energistyrelsen ikke vælger et konsistent antal fulldlasttimer for landvind i Danmark og at man vælger antal fulldlasttimer for landvind afhængigt af, hvilken sammenhæng antallet indgår i. Det vil være hensigtsmæssigt, hvis der vælges et konsistent antal fulldlasttimer gennem hele Energistyrelsens planlægnings- og administrationsgrundlag.

Havvind

Vi finder at både antagelser om parkstørrelser og tidsplaner for idriftsættelse bør ændres da de er baseret på myndighedstidsplaner som savner politisk mandat og ikke er i overensstemmelse med de politiske ønsker tilkendegivet i forbindelse med energiaftalen af 29. juni.

Tidsplaner for idriftsættelse

Det fremgår af Excel-dokumentet at der forventes idriftsættelse af de 3 parker i hhv. 2026-27, 2028-29 og

Det med gråt fremhævede er Energistyrelsens tekst



2029-30. Hvis parkerne skal etableres frem mod 2030 og det skal være jævnt og med første park "hurtigst muligt"² frem for i en klump oven i hinanden, så kræver det at 1. park får idriftsættelsesvindue fra 01.01.2024-01.01.2027, 2. park 1.1.2026-31.12.2028, og 3. park 01.01.2028-31.12.2030. Vi anbefaler derfor at Energistyrelsen i Excel-dokumentet fremrykker forudsætninger for forventet idriftsættelse for 1. park til 2025-26, og anden park til 2027-28.

Størrelse på parker

Aftalen fastlægger størrelserne af 1. havvindudbud til "ca. 800MW" og 2. og 3. havvindudbud til "mindst 800MW", mens den mulige inklusion af ilandføringen bl.a. har til hensigt at muliggøre en samlet designmæssigt optimeret udnyttelse af eksportkablerne, hvilket taler for 400-500MW pr. kabel³, og dermed en parkstørrelse i intervallet 800-1000 MW. På den baggrund finder vi det mere sandsynligt og i overensstemmelse med energiaftaleteksten at antage parkstørrelser på 3 gange 900 MW i AF18.

Kystnære møller

Det anføres at der, "på baggrund af indkomne ansøgninger" forventes etableret yderligere 150MW fordelt på 100MW i DK2 og 50 MW i DK1. Når AF18 således angiver at have afsæt i indkomne ansøgninger opfordrer vi til at lade antagelserne følge de reelle størrelser på de eksisterende ansøgninger, hvorfor det nok er mere realistisk at antage en park på ca. 200MW etableret i DK2 og en park på ca. 100MW etableret i DK1. Samtidig bør det overvejes at fremrykke det forventede idriftsættelsesår i Excel-dokumentet fra 2026 til 2025, med mindre Energistyrelsen påtænker en meget langsommelig sagsbehandling af de indkomne ansøgninger.

Udover de indkomne åben dør ansøgninger, er det også rimeligt at antage at der frem mod 2030 kan blive bygget på en del af de ubrugte arealer fra det kystnære udbud, når disse må forventes frigivet (ophævelse af statslig reservation) så de har mulighed for at deltage i de teknologineutrale udbud.

Datacenterdrevet havvindudbygning

Det forudsættes i udkast til AF18 at datacentre i Danmark

² Som regeringen understreger i sit energiudspil "Energi til et grønnere Danmark", og som ønsket af oppositionen.

³ F.eks. bygger Ørsted Hornsea 2 på i alt 1.386 MW fordelt på tre 220kV eksportkabler svarende til 462 MW pr kabel.



<p>i 2030 vil have et elforbrug på 7,5 TWh og 11,8 TWh i 2040. IT-giganterne bag disse datacentre antages at ville dække deres elforbrug med additional grøn strøm via PPA-drevne VE-projekter. Hvis Danmark sørger for at sikre etableringen af attraktive rammevilkår, er det muligt at sikre at den markedsdrevne udbygning med grøn elproduktionskapacitet foregår i Danmark frem for i vores naboland. En del af elforbruget vil formentligt kunne dækkes af danske sol og landvindprojekter, men det forekommer næppe urimeligt at antage en datacenterdrevet etablering af mindst 1 GW havvind i perioden efter 2025.</p> <p><u>Yderligere havvind frem mod 2040</u> Med yderligere 3,6 GW i (brutto)udbygning fra 2031-2040 finder vi ikke at AF18 afspejler de politiske, teknologiske og erhvervsmæssige potentialer og intentioner for udnyttelse af den i international sammenhæng meget attraktive danske havvindressource, hvorfor vi appellerer til at opjustere den forventede udbygning.</p> <p>Vi finder at der er behov for væsentlige justeringer i forudsætningerne omkring både landvind og havvind, så disse bringes mere i overensstemmelse med energiaftalen og markedsudviklingen.</p>	
<p>Hvis den forventede danske elektrificering af både varmesektoren og transportsektoren frem mod 2030 og 2040 samt indplacering af nye datacentre skal kunne gennemføres, kræver det ret store udbygninger med især vind, men også med sol. Vi har svært ved at få dette behov til at stemme overens med den faktisk fremlagte angivne forventning i analyseforudsætningerne. Der er således i analyseforudsætningerne forventet et de facto stop for udviklingen i landvind, der er kun indsat kendte projekter for kystvind, og der er kun indsat forholdsvist beskedne udbygninger med havvind. Samlet set ser det således ikke ud til, at forventningen til udbygning med vind matcher den nødvendige og forventede stigning i elforbruget.</p>	Det Økologiske Råd

Svar:

Landvind: Energistyrelsen er enig i, at udviklingen i bruttokapacitet formentlig vil forekomme mere jævn og ikke i spring som i regnearket. Dette er beskrevet i AF18 rapporten. Energistyrelsen er ikke enig i, at der er tale om et de facto stop for udbygningen af i landvind – tværtimod forventes en bruttoopsætning på 200-230



MW årligt indtil 2030 og 160 MW årligt derefter. Dette skal sammenlignes med, at der historisk er opsat ca. 200 MW ny bruttokapacitet årligt. Når den samlede landvindkapacitet ikke forventes at stige mere skyldes det en forventning om, at mange gamle møller nedtages i anden halvdel af 2020'erne, hvilket er i tråd med energiaftalens beslutning om at reducere antallet af landmøller fra de nuværende ca. 4.300 til maksimalt 1.850 møller inden 2030.

Energistyrelsen er enig i flere af kommentarerne til landvind-potentialemodellen. I den endelige version af AF18 er terminologien rettet, så det nu er klart, at de 5 GW er en forventet realiserbar kapacitet og ikke et "muligt" eller "maksimalt" potentiale. Energistyrelsen er også enig i, at der kan være en vis korrelation mellem kommunehistorik og udnyttelsesgrad, og at dette vil være relevant at undersøge nærmere i en evt. opdatering af modellen.

Som med øvrige fremskrivninger bygger også fremskrivningen af vindmøllekapaciteten på den seneste tilgængelige version af teknologikataloget og de priser, omkostninger, mølletyper, fuldlasttimer, mm., som fremgår heraf. Hvis Vindmølleindustrien har konkrete eksempler på realiserede business cases, der viser andre forhold, vil disse være meget velkomne som input til teknologikataloget, der, som tidligere nævnt, opdateres løbende. Energistyrelsen uddyber gerne svar på kommentarer til landvind-potentialemodellen på et separat møde herom.

Konkret omkring forskellen på fuldlasttimer for landvind i AF og i udbudsmaterialet til de teknologineutrale udbud for 2018 og 2019, så anvender AF teknologikataloget som grundlag for den mest sandsynlige udvikling. Standardværdier for forventede fuldlasttimer i udbuddet er fastsat for at mindske sandsynligheden for at overskride udbudsbudgettet og har derfor et andel formål.

Havvind: Energistyrelsen er ikke enig i bemærkningerne om tidspunktet for udbygning med de 3 havmølleparker, der er vedtaget i energiaftalen. De er lagt jævnt ind og ikke så sent som muligt, idet det bemærkes, at der er tale om primo år:

- Første park: 400 MW idriftsættes i 2025, og er derfor tilsluttet primo 2026. Yderligere 400 MW idriftsættes i 2026, og derfor er 800 MW i alt tilsluttet primo 2027.
- Anden park: 400 MW er tilsluttet primo 2028 og 800 MW primo 2029
- Tredje park: 400 MW er tilsluttet primo 2029 og 800 MW primo 2030.

Det er korrekt, at der i energiaftalen tales om mindst 3 parker a 800 MW i 2030. Derfor er der i AF forudsat, at der tilsluttes yderligere havvind i 2030, som står klar primo 2031.

Med hensyn til udbygningen af havvind efter 2030 og frem mod 2040 er det forudsat, at der bygges den mængde havvind, der er tilstrækkelig for til at bringe Danmark på en lige vej mod fossil uafhængighed i 2050, idet transportsektoren håndteres separat.



Kystnære møller: Forventningerne til udbygningen med kystnære møller er meget usikker. Der er i AF indlagt et konservativt "bedste bud" på 150 MW fordelt med 100 MW i DK2 og 50 MW i DK1. I de endelige analyseforudsætninger er der vist et udfaldsrum, hvor der i DK2 etableres 200 MW og i DK1 100 MW ny kapacitet fra kystnære møller, som foreslået i høringssvar fra Vindmølleindustrien og Dansk Vindmølleforening.

PPA-drevne vindmølleprojekter: Der er stor usikkerhed om den fremtidige udbredelse af såkaldte PPA-drevne VE-projekter i Danmark. Energistyrelsen har ikke grundlag for at vurdere omfanget på nuværende tidspunkt, men vil igangsætte en analyse af dette emne med henblik på at undersøge potentialet for PPA'er i VE-projekter i Danmark.

Det skal bemærkes, at tilgangen i AF18 er styret af energiaftalen, en omstilling mod ca. 55 pct. VE i 2030 og en fortsat grøn omstilling frem mod målet i 2050. Den forventede udvikling i datacentrenes energiforbrug er her indregnet, og hvis der kommer en række PPA-drevne VE-projekter i Danmark, vil dette alt andet lige mindske behovet for offentligt støttede VE-udbud.



Udlandsforbindelser

Høringssvar	Afsender
<p>Transmissionskabler</p> <p>Det er angivet, at analyseforudsætningerne anvender den maksimalt tilgængelige kapacitet på alle forbindelser på nær forbindelsen Vestdanmark-Tyskland, hvor der anvendes minimuskapaciteterne fra den politiske aftale (Joint Declaration) fra 700 MW i 2018 til 1100 MW i 2020.</p> <p>Det er ikke helt klart, om det antages, at de 1100 MW også anvendes for perioden efter 2020, men det er Dansk Energis klare forventning, at de tyske interne flaskehalse vil fortsætte langt ind i 2020'erne. Derfor bør antagelserne om flaskehalse også række længere end 2020.</p> <p>Det benævnes, at der i RAMSES anvendes gennemsnitlige handelskapaciteter for 2016 og 2017. Begrænsningerne i handelskapacitet mod Tyskland er korreleret med vindproduktion (eller rettere sagt med forventninger til vindproduktion), og derfor vil årlige gennemsnitsværdier for handelskapacitet ikke afspejle den mere dynamiske situation i markedet.</p> <p>Vi anerkender, at det ikke er nemt at prognosticere de faktiske handelsbegrænsninger, men i fremtidige analyseforudsætninger kunne korrelation til vindkraft med fordel medtages i en eller anden udstrækning. Yderligere har handelskapaciteterne i 2016 og 2017 været relativt lave i forhold til de forventede gennemsnit for de kommende år.</p> <p>I 2017 så vi en fortsat markant reduktion af handelskapaciteten mod Sverige fra både Vestdanmark og Østdanmark som følge af den interne svenske flaskehals Vestkystsnittet. Analyseforudsætningerne kunne med fordel overveje, om der er behov for at justere antagelsen om fuld kapacitet mod Sverige.</p> <p>Foreløbig har de fleste handelsbegrænsninger for Danmarks vedkommende været i eksportretning. Så længe enkelte lande fortsat bruger udlandsforbindelser til at optimere indenlandske forhold, rejser det en berettiget bekymring om, at handelsbegrænsninger også er plausible i regionale knaphedssituationer, hvor Danmark er afhængig af import.</p> <p>I takt med skiftet i balancen med mindre termisk kapacitet og mere</p>	Dansk Energi



vind/sol regionalt, kunne dette være en relevant problemstilling at tage op i de kommende analyseforudsætninger.

Udenlandsk data

Det er valgt at benytte data fra ENTSO-Es "Sustainable Transition" scenarie. Vi mener dette scenarie har nogle indbyggede uhensigtsmæssigheder, specielt når det påtænkes at danne grundlag for Energinets fremtidige analyser.

Der er blandt andet betydeligt mindre fluktuerende VE i det valgte scenarie end det kræves for at levere på EU's klimamålsætninger. Hermed opstår en betydelig risiko for, at Energinets analyser overvurderes rådigheden på udenlandsforbindelserne.

Svar:

Transmissionsforbindelser: Analyseforudsætningerne angiver NTC (Net Transfer Capacity) for alle udlandsforbindelser (og Storebæltsforbindelsen) forbundet til DK1 og DK2. NTC er den handelskapacitet, der maksimalt kan overføres over en forbindelse, under hensynstagen til sikkerhedsstandarder og tekniske begrænsninger. Det er således ikke den tilgængelige transmissionskapacitet (ATC- Available transmission capacity) for day-ahead markedet. NTC er udgangspunktet for Energinets analyser, men anvendes på forskellig vis afhængigt af sammenhængen.

Energistyrelsen er enig i, at der bør tages højde for usikkerheden om den fremtidige tilgængelighed på udlandsforbindelser, heriblandt forbindelserne mod Sverige, og Energinet foretager forskellige følsomhedsbetragtninger ved anvendelsen og tolkningen af analyseresultater.

Som den eneste er der på den vstdanske-tyske forbindelse indgået en aftale om minimumstilgængelighed i markedet. I aftaleperioden tager Energinet derfor højde for denne nedre grænse i markedssimuleringer, men ikke som en erstatning for NTC, som fortsat udgør den forventede maksimale handelskapacitet.

Energistyrelsen er enig i, at det vil være relevant at se nærmere på de faktiske handelsbegrænsninger i fremtidige analyseforudsætninger.

Udlandsdata: Scenariet "Sustainable Transition" er vurderet at være det af ENTSO-E/G's scenarier, der i sin helhed er bedst anvendeligt som udgangspunkt for modellering af det fremtidige europæiske energisystem. Det er i denne forbindelse væsentligt at holde sig for øje, at scenariet kun er relevant for det mellemlange og lange sigte. Dette skyldes, at ENTSO-E/G for det korte sigte (2020 og 2025) kun



opererer med ét scenarie "Best Estimate", der er baseret på TSO'ernes egne indmeldinger – herunder Energinets indmelding.

For det mellemlange sigte (2030) opererer ENTSO-E/G med to egne scenarier og et scenarie udarbejdet af EU-Kommissionen. Alle tre scenarier er i tråd med klimamålsætningerne, men som det eneste er "Sustainable Transition" baseret på TSO'ernes egne indmeldinger. Blandt andet på denne baggrund vurderes det at være bedst i tråd med et "bedste bud" for udviklingen på mellemlangt sigt.

For det lange sigte (2040) opererer ENTSO-E/G med tre egne scenarier. Scenarierne adskiller sig væsentligt fra hinanden, og ingen af scenarierne for 2040 er baseret på TSO'ernes egne indmeldinger. For de to øvrige scenarier er der lagt antagelser ind om udbredelse af helholdsvis batteri-/hybridløsninger og power-to-gas teknologier, som ikke er en del af det danske system i AF. For bedst at sikre sammenhæng mellem udlandet og Danmark samt kobling til det mellemlange sigte er "Sustainable Transition" valgt – på trods af, at det ikke er fuldt i tråd med klimamålsætningerne.

Fremadrettet er det Energistyrelsens ønske i højere grad at arbejde med forskellige scenarier i forbindelse med analyseforudsætningerne.



Centrale gasdata

Høringssvar	Afsender
<p>I forhold til jeres fremskrivninger omkring særligt gas til opvarmning vil jeg gøre jer opmærksomme på den seneste analyse, som EA Energianalyse har lavet om gasforbrugere frem mod 2100⁴. Den viser, at gasforbrugerne bliver på nettet væsentligt længere, end andre analyser hidtil har vist – og det mener jeg er værd at kigge på i jeres fremskrivninger.</p> <p>I forhold til biogasproduktion fremgår det, at vurderingen er 19 PJ i 2025. Det stemmer ikke overens med de tal, der i Energistyrelsens biogasgruppe regnes med. Her er en forventning om, at der i 2021/2022 vil være en samlet produktion omkring 22 PJ. Denne vil i årene efter forventeligt fortsat stige, idet der afsættes en ny pulje til udbygning, - og potentialet for biogas er i mange analyser tidligere vurderet til at være op mod 80 PJ – se eksempelvis materiale fra Århus Universitet som baggrund for BiogasTaskForce-gruppens rapport om forventninger.</p>	NGF Nature Energy Biogas A/S
<p>Analyseforudsætningerne er modsat Basisfremskrivning ikke "frozen policy" men det "bedst mulige bud på den forventede fremtidige udvikling i energisystemet", men dette omfatter åbenbart ikke nettonul i 2050, idet der for gassystemet indgår en ikke ubetydelig andel af fossil gas i 2040.</p> <p>Det virker essentielt med en gasstrategi, der tegner et klart billede for gassystemets langsigtede udvikling. Man risikerer et overdrevent stærkt investeringssignal, hvis man antager fastholdelse af så høje mængder gas i systemet.</p>	Dansk Energi
<p>Vi undrer os over de fremlagte forudsætninger for gasanvendelsen. For også gasforbruget skal jo bidrage til at nå "Netto-0" i 2050, hvilket vil kræve et endog meget skarpt fald i gasforbrug fra 2040 til senest 2050, hvis gasforbruget skal stemme overens med potentialet for bionaturgas og "Power-to-gas" teknologier.</p>	Det Økologiske Råd
<p>Behov for justering af modellen for gasflow til/fra Danmark - Kommentarer til gasdata, specielt afsnit 8.4</p> <p>Analyseforudsætningerne og metoden for fremskrivningerne af gasflowet til Danmark vs Holland er af afgørende betydning for aktørerne på gasmarkedet, da dette f.eks. giver indblik i den</p>	Ørsted

⁴ <https://www.danskgasforening.dk/sites/default/files/inline-files/Scenarier%20for%20antal%20gaskunder%20i%20Danmark%2012.%20september%202018%20%281%29.pdf>



kommende tarifudvikling.

I forhold til analyseforudsætningerne for gas, så forstår Ørsted, at fokus i udarbejdelsen af analyseforudsætningerne ligger i perioden frem til 2021. Fra 2022 og frem er der tale om mere "løse" vurderinger baseret på den erfaring, som Energinet har opbygget på området. Ørsted forstår, at prognosen fremkommer ved, at man opstiller flere scenarier og så finder en "passende" udvikling. Det synes således, at der er forskel mellem den metodebeskrivelse som fremgår af kapitel 8 i dokumentet og den faktisk underliggende metode.

Ørsted deler vurderingen af perioden frem til 2021, men er ikke enig i den anvendte metode og de fremskrevne data for perioden herefter.

Ørsted er enig i, at gasflow følger prissignaler, jf. indledningen til afsnit 8.4. Gassen vil således flyde derhen, hvor den opnår den største værdi. Dette er bestemt af transportomkostninger, gassens markedsværdi og eventuelle kontraktuelle leveringsforpligtigelser. Leveringsforpligtigelserne kan være omfattet af fortrolighed, men kan benyttes til at kvalificere den markedsmæssige vurdering.

Ingen af disse forhold indgår imidlertid i den faktisk anvendte metode for fremskrivningerne af gasflowet i perioden efter 2021. Dette er bekymrende, da det indebærer, at analyseforudsætningerne bliver uigennemsigtige, og markedsaktørerne bliver ude af stand til at vurdere betydningen af f.eks. ændrede tarifforhold. For eksempel, så fremgår det af regnearket, at der i 2023 importeres ca. 850 mio. m³ fra Tyskland, svarende til mere end 25% af det samlede dansk/svenske behov. Men, det fremgår også, at der eksporteres 1.250 mio. til Holland. Dette vil omvendt kræve at gas handles højere i Holland/Tyskland end i Danmark/Sverige. Begge dele kan ikke være gældende.

I vurderingen af gasflowet fra den danske Nordsø, bør der således lægges konsistente antagelser til grund for transportomkostningerne til hhv. Holland og Danmark samt gassens værdi i hhv. Holland/Tyskland og Danmark/Sverige. Hertil kommer information vedr. eventuelle kontraktuelle forpligtigelser. Dette vil give grundlaget for en robust model. På denne model kan man så indføre mere systemtekniske restriktioner, f.eks. evt. behov for mindre import om sommeren for at fylde lagrene.



<p>Når der anvendes de gældende tariffer for offshore transport, de forventede tariffer for onshore transport (baseret på status for NC TAR implementering i landene) samt evt. prisforskelle mellem Tyskland/Holland og Danmark/Sverige (f.eks. for at sikre eksport af dansk merproduktion), så vurderer Ørsted, at stort set hele den danske produktion vil flyde via Danmark. Dette bliver yderligere understøttet af gældende kontraktuelle forpligtigelser, som er underlagt fortrolighed. Det bemærkes, at en BalticPipe implementering yderligere underbygger denne konklusion, da danske transporttariffer vil blive reduceret og dermed gøre transport til Danmark mere attraktivt.</p> <p>Ørsted skal på grundlag af ovenstående opfordre til, at Energistyrelsen nu justerer sin underliggende model og fremskrivninger for analyseforudsætningerne for gasflowet til/fra Danmark, således at den afspejler de forhold, som anføres i afsnit 8.4. Hertil kommer, at Energistyrelsen bør vurdere og muligvis justere modelresultatet i forhold til kontraktuelle bindinger, jf ovenstående.</p>	
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

Svar:

Naturgasforbruget: Beregninger med Energistyrelsens model IntERACT viser, at gasforbruget til opvarmning i husholdninger forventes at falde betragteligt bl.a. som følge af energibesparelser og udskiftning af gasfyr med elvarmepumper, hvorimod naturgasforbruget i erhverv ikke ændres markant givet de teknologier, der pt. indgår i modellen. Denne udvikling er naturligvis behæftet med usikkerhed, og IntERACT modellen såvel som Teknologikataloget opdateres løbende.

Usikkerheden skyldes især forventninger til energieffektiviseringer, teknologiudvikling samt både afgiftsniveau for el til varme og brændselspriser på konkurrerende brændsler.

Biogasproduktion: I forbindelse med Basisfremskrivning 2018 udarbejdede Energistyrelsen en prognose for udviklingen i produktion og anvendelse af biogas frem mod 2023. Vurderingen heri var en biogasproduktion på knap 21 PJ i 2023, men hvis forgasningsgas til elproduktion medregnes, blev den samlede produktion ganske rigtigt omkring 22 PJ (beregnet som nedre brændværdi). Til AF inkluderes imidlertid kun den biogas, der opgraderes til naturgaskvalitet og indgår på nettet, hvilket beløber sig til 13 PJ ud af de knap 21 PJ i 2023. Hertil lægges i årene 2021 til 2023 en stigning som forventet resultat af den biogaspulje, der blev aftalt etableret i forbindelse med Energiaftalen fra juni 2018. I den endelige udgave af AF18, er det derefter valgt at holde biogasproduktionen på nettet fast frem til 2030, hvorefter der er indlagt en mindre lineær stigning frem mod 2040, hvor biogas på



nettets forudsættes at udgøre 30 pct. af gasforbruget. I AF18-tallene er alt omregnet til øvre brændværdi.

Det er korrekt, at potentialet for biogas er betydeligt højere end det tal, der indgår i AF. Da biogas stadig er relativt dyrt sammenlignet med andre brændsler, er det dog på nuværende tidspunkt som et realistisk bud vurderet, at kun en relativt begrænset del af potentialet udnyttes.

Sammenhæng til målsætning om netto-nul udledning: Gasforbruget i 2040 er fortsat relativt højt i AF, og Energistyrelsen er enig i, at der med disse tal skal ske en kombination af følgende: et kraftigt fald i gasforbruget, en markant stigning i mængden af grønne gasser i årene efter 2040 eller en øget lagring af CO₂, for at gasforbruget ikke skal komme på tværs af målsætningen om netto-nuludledning senest i 2050. Spørgsmålet om, hvorvidt udviklingen på et enkelt område går mod nettonul-målet i 2050 eller ej kan dog ikke besvares meningsfyldt inden for rammerne af analyseforudsætningerne, der dels kun går til 2040, dels ikke har fokus på de samlede drivhusgasemissioner.

At der fortsat er indregnet et ikke ubetydeligt gasforbrug i 2040 skal også ses i lyset af en betydelig usikkerhed om, hvilken rolle gas og den danske gasinfrastruktur vil komme til at spille i fremtiden. Med energiaftalen af 29. juni 2018 er det da også besluttet at udarbejde en gasstrategi, som skal analysere gassystemets langsigtede udvikling. Desuden er der med regeringens klimaudspil lagt op til en øget forskningsindsats for CO₂-optag og lagring.

Gasflow til og fra Danmark: Der har i arbejdet med AF18 navnlig været fokus på den korte tidshorisont pga. den særlige situation med nedlukning af Tyra-plattformen. I den periode er det primært import af naturgas fra Tyskland, der skal sikre tilstrækkelig forsyning til de danske og svenske gaskunder.

Med funktionsdygtig Tyra er gasstrømmene mere komplekse. Som det fremgår af høringsudgaven af AF18, er der meget stor usikkerhed om, hvordan gassen vil flyde i systemet.

For det første kan den gas, der produceres i Nordsøen flyde til Danmark eller Holland. Forholdet vil afhænge af markedsforhold, og der er betydelig usikkerhed om, hvordan disse vil se ud i fremtiden.

For det andet kan de danske gashandlere importere gas fra Tyskland, og må forventes at gøre det på tidspunkter, hvor der kan fås billigere gas fra Tyskland end fra Nordsøen. Omvendt går der også gasstrømme den modsatte vej som eksport fra Danmark mod Tyskland. Igen er der betydelig usikkerhed knyttet til vurdering af disse strømme.



En eventuel udbygning med gasforbindelser til udlandet, fx i forbindelse med Baltic Pipe, vil uden tvivl have betydning for transporten af gas gennem Danmark. Sådanne forbindelser vil dog først blive indarbejdet i analyseforudsætningerne, når der er truffet investeringsbeslutning.

På baggrund af kommentarerne i høringssvaret er teksten i den endelige udgave af AF18 tilpasset og skærpet, så det endnu tydeligere fremgår, at vurderingen af gasstrømmene er forbundet med stor usikkerhed, og at de viste tal skal betragtes i det lys. Specielt er det blevet endnu tydeligere fremhævet, at der er meget stor usikkerhed om, hvorvidt gassen fra Nordsøen vil flyde til Danmark eller Holland, og der vises i den endelige udgave af AF et udfaldsrum, hvor al gassen enten flyder til Danmark eller til Holland.



Gasforbindelser

Høringssvar	Afsender
Baltic Pipe er ikke inddraget som fremtidig infrastruktur. Om end den endelige investeringsbeslutning endnu ikke er taget (men dog forventes i efteråret 2018), mener vi det mest korrekte er at medtage Baltic Pipe i forudsætningerne. Markedet har vist sin interesse gennem Open Season, EU kommissionen støtter kraftigt op om projektet, og både Energinet og polske GAZ-SYSTEM arbejder dedikeret på implementeringen af projektet. Mængden af investeringer og medarbejdere hos de to TSOer der er dedikeret til projektet viser, at Energinet regner med at investeringen gennemføres og projektet bliver bygget. Vi mener at Energinets analyseforudsætninger bør afspejle dette.	Rambøll

Svar:

Baltic Pipe vil først komme til at indgå i AF, når/hvis der træffes investeringsbeslutning. AF er for både el og gas baseret på eksisterende og besluttede forbindelser.



Andre

Forsyningssikkerhed

Høringssvar	Afsender
I en mere elektrificeret fjernvarmesektor vil forsyningssikkerheden i elnettet kunne påvirke forsyningssikkerheden i fjernvarmesystemet. Kombinationen af faldende elproduktionskapacitet og stigende elforbrugskapacitet skal derfor indtænkes når Energinet tager beslutninger om udbygning af forsyningssikkerheden i elnettet.	Grøn Energi
<p>Den vigtigste pointe til analyseforudsætning ligger i kombinationen af to faktorer. Forventningen til udviklingen i elforbruget er i den lave ende af et forventet spænd, mens forventning til tilgængelighed på transmissionskabler og effekt på kraftværker ligger i den maksimale ende af, hvad man kan forestille sig frem mod 2030. Kombinationen af disse faktorer betyder, at risiko for forsyningssikkerhed vil blive markant undervurderet.</p> <p>Et resultat, afledt af disse analyseforudsætninger, vil være stærkt misvisende, hvis der ikke i behørig grad tages højde for, at usikkerhed for henholdsvis forbrug og tilgængelig effekt peger i modsat retning af hinanden.</p>	Dansk Energi
<p>Endelig bør Energistyrelsen i deres analyseforudsætninger tage højde for eventuel samtidighed i mangel på produktionskapacitet og et højt elforbrug. En antagelse om en flad årsprofil vil ikke repræsentere de rette forudsætninger til at sikre effekttilstrækkelighed i alle timer, hvor særligt vindfattede vinterperioder med højt forbrug kan vise sig at blive kritiske.</p> <p>Samlet set vurderer Ørsted, at det kan blive <u>kritisk for forsyningssikkerheden</u>, såfremt Energinet skal basere deres analyser (og dermed indkøb og investeringsbeslutninger) på fremskrivningen i udkastet til AF18. Set i forhold til det nuværende og forventede investeringsklima opfordrer vi derfor Energistyrelsen til at genoverveje fremskrivningerne på produktionskapacitet.</p>	Ørsted
Vi savner endvidere en samlet vurdering af, hvad de fremlagte analyseforudsætninger har af effekt for forsyningssikkerheden i Danmark. Herunder savner vi f.eks. en opgørelse af potentialet for afbrydelige forbrugere, som herved kan bidrage til at understøtte forsyningssikkerheden i en kommende situation, hvor både afhængigheden af VE-baseret el-produktion er steget voldsomt, og hvor back-up effekterne fra produktionskapacitet er reduceret meget.	Det Økologiske Råd



Svar:

AF er et af flere input til analyser af elforsynings sikkerheden. Energinet udgiver hvert år "Redegørelse for elforsynings sikkerhed" og "Redegørelse for gasforsynings sikkerhed". De kommende redegørelser vil blive baseret på Energistyrelsens analyseforudsætninger til Energinet, og det understreges, at der som en del heraf vil blive foretaget følsomhedsanalyser i forbindelse med beregninger af den danske effekttilstrækkelighed.

Dette er blandt andet et krav i den nye systemansvarsbekendtgørelse. Følsomhedsanalyserne skal sikre, at situationer med andre forløb for udvikling i elkapacitet, elforbindelser og elforbrug i Danmark og udlandet belyses. Datasættet i AF giver både udgangspunktet for en grundberegning og beskriver nogle udfaldsrum for så vidt angår danske data. Hvad angår beregningsmetoder benytter både Energinet og Energistyrelsen stokastiske modeller for effekttilstrækkelighed, som tager hensyn til variationer i vind, sol, vandkraft, temperatur og elforbrug (herunder evt. fleksibelt forbrug) m.m. Herved belyses samtidig af fx højt elforbrug og lav VE-produktion.

Klima

Høringssvar	Afsender
Foruden de eksisterende afsnit, vil vi foreslå at man inddrager forudsætninger for klimaet. Vi ser med stor tilfredshed, at man i forudsætningerne for naturgas opererer med tre scenarier: i) normalt år, ii) varmt år med meget vind og vand, og iii) koldt år med lidt vind og vand. Denne tilgang kunne med fordel anvendes også på el-området, da den vil have stor betydning for at vurdere den fleksibilitet, som fjernvarmen og naturgassen (i kraft af lagrene) bidrager med for dels at optimere dels at sikre høj national forsynings sikkerhed.	Rambøll

Svar:

Tak. Det vil indgå i vores videre overvejelser.



Ikke kategoriseret

Høringssvar	Afsender
<p>Dansk Energi vil gerne takke for muligheden for at kommentere på udkast til analyseforudsætninger til Energinet.</p> <p>Dansk Energi har forståelse for, at Energistyrelsen på den ene side har et ønske om at komme med noget nu, samtidig med, at der er uafklarede elementer, og at beregninger overhales indenom af politiske udspil.</p> <p>Det værende sagt er det dog vigtigt, at vi får et konsolideret billede af fremtidens behov, så alle aktører i elsystemet har et fælles referencegrundlag for net-, system- og energiproduktionsplanlægning.</p> <p>Der er behov for en involverende proces omkring udarbejdelse af langsigtede planlægningsforudsætninger. En høringsperiode på 3 uger med begrænset forudgående involvering ser vi imidlertid ikke som en tilstrækkelig proces. Vi håber at Energistyrelsen vil gentænke processen omkring udarbejdelse af analyseforudsætninger, så vi sikrer et grundlag af tilstrækkelig høj kvalitet for aktørers og myndigheders fremtidige arbejde. Som kompensation håber vi naturligvis, at der vil foregå en fortsat dialog om de uafklarede elementer i analyseforudsætningerne.</p> <p>Vores høring indledes med en række overordnede bemærkninger. Herefter følger en mere tekstnær kommentering. Vi har i gennemgangen lagt vægt på perioden frem til 2030.</p> <p>I en bedre verden ville Energistyrelsen og Energinet køre en iterativ proces, hvor der var mulighed for at kommentere på forudsætninger før og efter, at de er kørt igennem Energinets modeller.</p> <p>Det er særligt problematisk fordi analyseforudsætningerne rummer et metodisk dilemma. De hviler på bedste bud og forudsætter dermed implicit brug af virkemidler. Men de er samtidig input til Energinet, så Energinet kan afgøre, hvilke virkemidler de skal anvende. Det gør, at man kan spænde ben for at beslutte tiltag, som forudsætninger ikke anviser fordi man allerede har antaget, at de indgår. Som eksempel kan nævnes, at antagelsen om en afdæmpet udvikling i elforbrug og høj fortsat høj tilgængelig elproduktionskapacitet understøtter en optimisme omkring</p>	Dansk Energi



<p>forsyningssikkerhed. Men den optimisme må alene bero på, at der er taget tiltag, som understøtter en høj tilgængelig elproduktionskapacitet. De nedenstående bemærkninger til analyseforudsætningerne peger entydigt i retning af nødvendighed af netop tiltag, som ikke er vedtaget i dag, for at sikre den nødvendige elforsyningssikkerhed.</p> <p>Manglende iteration i proces er dobbeltproblematisk i det omfang, at Energistyrelsen bruger en række spænd til fremskrivninger, men det er uklart hvilken vægt disse spænd vil indgå med i de endelige beregninger. Det værende sagt er der også områder, som for eksempel tilgængelige kraftværker, hvor der af uranselige årsager ikke opereres med et spænd. Særligt når spænd, som med kraftværkerne, realistisk set kun peger i nedadgående retning i forhold til fremskrivning.</p> <p>Endelig må Energistyrelsen meget gerne arbejde for en mere detaljeret præsentation af antagelser, hvilket vil give bedre mulighed for at kunne give et høringssvar. Dette inkluderer blandt andet, at regneark udsendes med formler, så det er lettere at spore beregningerne. Øvrige eksempler er konkret udfoldet i nedenstående.</p>	
<p>Ørsted takker for muligheden for at kommentere på høringen af Analyseforudsætninger 2018 (herefter AF18). Vi har i høringssvaret valgt at lægge vægt på afsnittene om fremskrivning af kraftværkskapaciteten, gasimport og -eksport.</p> <p>Indledningsvist bemærker vi den korte frist til at afgive høringssvar. Dette er uhensigtsmæssigt ift. at analyseforudsætningerne skal danne grundlag for fremtidige analyser fra Energinet, og at det derfor er kritisk for markedsaktørerne at forudsætningerne er så korrekte og gennearbejdede som muligt.</p>	Ørsted
<p>Vi kan ikke se, at der i alle analyseforudsætninger er taget hensyn til, at Danmark har en fuldstændig énstemmig vedtagelse i Energiforliget af, at Danmark skal nå "Netto-0" senest i 2050. Vi er enige i, at analyseforudsætningerne er udtryk for en kvalificeret forventning til udviklingen fra i dag og frem til 2040, og at denne forventning ikke nødvendigvis stemmer overens med vedtagelse af "Netto-0" senest i 2050, bl.a. fordi der på ganske mange centrale områder endnu ikke foreligger tilstrækkelige politiske vedtagelser eller forslag. Vi vil derfor anbefale, at der på de enkelte områder angives om den forudsatte udvikling frem til 2040 kan forventes at føre til en samlet opnåelse af "Netto-0" senest i 2050.</p>	Det Økologiske Råd



Svar:

Inddragelse: Energistyrelsen er enig i, at dialog med aktører fra energisektoren er med til at sikre analyseforudsætningernes kvalitet. Arbejdet med AF18 har været udført i dialog med Energinet for at sikre, at det udarbejdede produkt tilgodeser Energinets behov. Desuden har øvrige aktører haft mulighed for at give deres besyv med undervejs. Således afholdt Energistyrelsen i marts 2018 en workshop for eksterne interessenter, hvor der blev informeret om processen, og hvor eksterne parter fik mulighed for at komme med synspunkter af interesse for udarbejdelse af analyseforudsætningerne.

Omstændighederne omkring udarbejdelse af AF18 har været speciel først og fremmest pga. energiaftalearbejdet, der bevirkede at mange forhold stod åbne langt ind i processen, hvilket vanskeliggjorde en fuldt åben proces.

Det er Energistyrelsens hensigt at energisektorens interessenter fremadrettet vil blive involveret tidligere i processen.

Iterativ proces: I arbejdet med AF18 har Energistyrelsen og Energinet arbejdet tæt sammen om et produkt, der er anvendeligt for Energinet. Det er korrekt, at et væsentligt element i det fremadrettede arbejde med løbende forbedring af analyseforudsætningerne er at få identificeret forudsætninger, der i særlig grad er kritiske for netudbygning. Rent praktisk kan en sådan iterativ proces dog ikke køres fuld ud inden for et enkelt årshjul, da Energinet afventer analyseforudsætningerne før modelkørslerne foretages – både udarbejdelse af analyseforudsætninger og modelkørsler er tidsmæssigt krævende. Gennem et løbende samarbejde med Energinet, og vurdering af konsekvenserne af udmeldte analyseforudsætninger, forventer Energistyrelsen at få en gradvis bedre forståelse for, hvordan analyseforudsætningerne oversættes og indgår i modelarbejdet og netplanlægningen, og dermed hvilke forudsætninger det i særlig grad er vigtigt at være opmærksom på ved udarbejdelse af fremtidige udgaver af analyseforudsætningerne.

Netto-nulemissions målsætning: Man kan ikke beregne de samlede danske drivhusgasemissioner på basis af analyseforudsætningerne, som har fokus på kapaciteter, som er relevant for transmissionsnettet, og ikke den samlede elproduktion. Desuden indgår fx landbruget ikke, andelen af biobrændsler i benzinforbruget kan ikke opgøres på basis af AF og mulighederne for CO2 lagring er heller ikke medtaget. Derfor kan spørgsmål om, hvorvidt udviklingen går mod netto-nul emissioner, ikke besvares meningsfyldt inden for rammerne af analyseforudsætningerne. Fossil uafhængighed i 2050 er i AF18 anvendt som en proxy for netto-nul målsætningen i energisektoren.



Bilag 1: Vindmølleindustrien og Danmarks vindmølleforenings kommentarer til baggrundsnotat om landvind-potentialemodellen

Det realiserbare potentiale – ”Mulig udbygning 2020-2030”

Helt overordnet er det vigtigt at anvende en retvisende terminologi om forskellige potentialer. Vi finder det problematisk at en landvindkapacitet på omkring 5 GW i udkast til analyseforudsætninger præsenteres som om *mulig* udbygning, med henvisning til en analyse om mulig udbygning af landvind. AF18 baserer sig på en intern analyse i Energistyrelsen som finder et 'geografisk modelleret teoretisk potentiale' på mellem 12,7 og 16,6 GW. Dette "tekniske potentiale" bør fremgå af AF18.

Ved at indregne den hidtidige "udnyttelsesgrad" af områder reduceres potentialet til mellem 6,8 og 8,5 GW (hvoraf ca. 1,5 GW udgøres af eksisterende møller opstillet efter 2005 som forventes også at være i drift i 2030). Dette "realiserbare potentiale" – og ikke de 5 GW – er den faktisk "*mulige udbygning*". Om kommunerne så vælger at realisere dette potentiale, er det afgørende spørgsmål, som ingen kender svaret på, hvorfor det kalder på langt mere ydmyghed i fremstillingen som må estimere en forventet udvikling der kan lægges til grund i myndighedernes analyseforudsætninger. At udkastet til analyseforudsætninger præsenterer 5 GW som den "mulige udbygning" og "den realistisk maksimale kapacitet" uden at oplyse størrelsen på det reelt større realiserbare potentiale på 6,8-8,5GW, finder vi uhensigtsmæssigt, misvisende og ubegrundet. Uhensigtsmæssigt og misvisende fordi et mere retvisende begreb for Energistyrelsens "best guess-potentiale" frem for "mulige udbygning" vil være "estimeret realiserbart potentiale", "forventet realiserbart potentiale" eller "sandsynligt realiserbart potentiale". Ubegrundet fordi flere af antagelserne savner et rimeligt grundlag, og bevægelsen fra det "realiserbare potentiale" på 6,8-8,5 GW til det "estimerede realiserbare potentiale" på 5 GW efter vores vurdering baserer sig på "dobbelttælling" af den kommunale forklaringsfaktor, hvorved man undervurderer potentialet.

Udnyttelsesgrad og kommunehistorik: Dobbelttælling reducerer potentialet for meget
Ved brug af et estimat for "udnyttelsesgraden" halveres potentialet. Der savnes dog en begrundelse for at opstille en faktor som "udnyttelsesgrad", at fastlægge dens størrelse som stabil over tid, ligesom der savnes en udfoldelse af hvad konceptet "udnyttelsesgraden" er udtryk for. Begrebet må vel antages at være udtryk for på den ene side projektøkonomiske forhold så som ejer- og investorkonstellation og prisudvikling (så som LCOE, lodsejerpriser, boligpriser og forventning til elprisudvikling) der kan sætte grænser for projekters størrelse og realisering, og på den anden side historiske politiske forhold så som de skiftende kommunalbestyrelsers velvillighed til at godkende specifikke projekter.

Energistyrelsen fastslår at det er nødvendigt at tage højde for den varierende opstillingshistorik i kommunerne, men anfører at "*Årsagerne til forskelle i opstillingshistorik analyseres ikke*". Dette er problematisk, da "kommunehistorik"



ligges ind som meget centralt parameter for reduktion af potentiale vurderingen. Vi finder det afgørende, at der leveres argumentation for at en historik kan bruges til noget fremadrettet og finder det tvivlsomt om man meningsfuldt kan sætte lighedstegn mellem fortiden og fremtiden, da en kommunehistorik jo baserer sig på specifikke kommunalbestyrelses beslutninger i specifikke kontekster, som kan variere betydeligt mellem såvel som indenfor de enkelte valgperioder.

Hvad værre er, mener vi at der finder en "dobbelttælling" sted, hvor der laves fradrag fra potentialet to gange med afsæt i hvad der reelt er to estimater til afspejling af samme "kommunalpolitiske forklaringsfaktor". Hvis man ønsker at fastholde brugen af begge faktorer bør man fremlægge tal der viser at udnyttelsesgraden ved de 73 analyserede områder opdelt på kommuner ikke har nogen korrelation til kommunehistorikken og således kan hævdes at være "sin egen faktor" uafhængigt af den kommunalpolitiske forklaringsfaktorer.

Det teoretiske potentiale - Opbygning af potentialemodel og resultater

Dette er bl.a. illustreret ved, at i 2015 estimerede Energinet det maksimale potentiale for landvind til 12 GW i 2030 med færre og større møller end de eksisterende.⁵ Energinets analyse inddrog også forhold som nabogener og omkostninger til opkøb af naboejendomme. Konklusionen fra Energinet's analyse var, at: *"Analysen viser, at der er et potentiale på mindst 12 GW til en samfundsøkonomisk omkostning lavere end for havvind og ved færre, men større møller end de eksisterende. En realisering af blot halvdelen af potentialet kan spare samfundet for ca. 3 milliarder kr. om året i år 2030."*

Vi vil gerne anerkende at Energistyrelsen har afsat ressourcer til at udvikle en model til vurdering af landvindpotentialet og vi hilser velkommen at der nu endelig kommer åbenhed omkring arbejdet som vi har efterspurgt i nogen tid. Vi havde dog gerne set en dialog herom noget tidligere i processen frem for at få præsenteret modellen med en uge til høringsfrist og alene på forespørgsel.

Vi er enige i at det er vigtigt at have et realistisk estimat af det samlede danske landvindpotentiale. Vi finder at resultatet også bør fremgå af AF18 så der refereres direkte til et teknisk estimeret potentiale på x-y antal møller svarende til y-z GW og tilsvarende antal møller og MW for det realiserbare potentiale. Vi har dog en række bemærkninger til de konkrete antagelser i potentialemodellen.

Arealbegrænsninger: Som Energistyrelsen selv gør opmærksom på er analysen behæftet med stor usikkerhed. Det kalder på at man lader usikkerheden afspejle i præsentation af følsomheder/scenarier og dermed varierende udfaldsrum i større grad end tilfældet er.

Der angives alene indikationer på følsomheder ved variation i afstandskrav og i antal møllehøjder mellem klynger. Her savnes følsomhedsberegninger på forøgelse af max beløb til boligudgifter og højere møller.

⁵ Se <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyser/RS-Analyse-Januar-2015-Potentialet-for-landvind-i-2030>



Trin 1

Energistyrelsen gør opmærksom på at der ikke tages hensyn til muligheden for dispensation for de forskellige begrænsninger. Herved reduceres potentialet kunstigt, da der jævnligt ses eksempler på at der gives dispensation fra fredskov og natura 2000 ligesom veje f.eks. omklassificeres.

Trin 2

Ved at fastsætte 3 møller som minimum frasorteres et potentiale på 10-12MW årligt (de 29 møller opstillet enkelt- eller parvis siden 2005 = 2-3 møller pr. år). Måske relevant at medtage projekter med to møller i potentialeopgørelsens første trin men derefter alene medtage en lille andel af disse som realiserbare, for at afspejle at mange kommuner i praksis ønsker projekter på mindst 3 møller.

Trin 3

Det er vores opfattelse, at Energistyrelsens vurdering af potentialet lider under en række mangler, hvor man mest afgørende ikke har taget den betydelige teknologiske udvikling til indtægt, som er sket i de senere år, med de efterfølgende ændringer for møllepriser og energiproduktion. At man helt udelader at forsøge at tage hensyn til en forventet udvikling i teknologien i perioden 2020-2030 er uhensigtsmæssigt, og medfører, at vurderingen er baseret på antagelser som allerede i dag er forældede.

Det bør overvejes om det er rimeligt at vurdere potentialet ud fra dagens økonomiske faktorer, da der indenfor de kommende år kan forventes at ske en betydelig udvikling i teknologien for landvindmøller, som vil få betydning for møllepriser og energiproduktionen. Der bør som minimum gennemføres en række følsomhedsanalyser, som kunne tage højde for mulige ændringer i de parametre, som er nævnt ovenfor.

Hvis vi forstår modellen korrekt så afspejles teknologiomkostninger alene via fastsættelsen af hvor mange penge det er muligt at købe ejendomme for - dvs. beløbet på 3 mio. kr. Dette beløb holdes konstant, hvilket reelt svarer til at der ikke forventes nogen teknologiudvikling med tilhørende omkostningsreduktioner fremover, ligesom modellen ikke afspejler betydningen af forventningen til elprisudviklingen, som ligeledes vil kunne påvirke hvor stort et beløb der kan benyttes til boligudgifter. Derfor anbefaler vi følsomhedsberegninger for niveauet såvel som anvendelse af et gradvist stigende beløb frem mod 2040 som afspejling af forventninger til udvikling i LCOE og elpriser.

Trin 4 - Afstand mellem mølleklynger

Energistyrelsen angiver at det er en parameter der har stor betydning for modelleringen af potentialet, og noterer sig at lovgivningen på dette område giver mulighed for dispensation. Det er på den baggrund positivt at der i afsnit 3.3 udarbejdes en følsomhedsberegning herpå ved brug af 20 MH. Men når det samtidig fremgår at dispensationspraksis benyttes flittigt, idet det fremgår at et sted



mellem 33% og >50% (hhv. definition 1 og 2) af eksisterende møller er opstillet tættere på hinanden end 28 gange møllehøjden, er det uforståeligt at man fastholder brugen af 28 MH som "bedste bud estimeret" frem for 20 MH.

Møllehøjde og standard kapacitet pr. mølle

Antagelsen om 3,5 MW pr mølle er næppe retvisende for udviklingen frem mod 2040. Det samme gælder antagelsen om en højde på 150 meter. På den baggrund må det forventes at der indenfor perioden vil være en vis andel af nye mølleprojekter der består af møller højere end 150 meter, hvor det vurderes hensigtsmæssigt. Disse projekter kan forventes at få en højere energiproduktion sammenlignet med eksisterende mølleprojekter, og dermed en anden business case. Denne afgørende faktor bør indgå i Energistyrelsens vurdering af potentialet ved udarbejdelsen af AF19.

Boligudgifter

Hvad angår estimering af værditabserstatning er det væsentligt at huske at det langt fra er alle ejere af beboelsesejendomme inden for 10 MH der ansøger om værditabserstatning. Dernæst er det alene 65% af ansøgerne som faktisk for tilkendt et værditab af taksaktionsmyndigheden. For gruppen af ejendomme, der har fået medhold i deres ansøgning om værditab, har det tilkendte værditab i gennemsnit ligget på 7,7 % siden ordningen blev indført for ti år siden. På den baggrund synes en generel antagelse om udgifter til værditab på 5 % af ejendomsværdien for alle boliger op til 10 gange totalhøjden misvisende.

Energistyrelsen anslår boligværdien til 150% ad BBR. Vi savner en begrundelse herfor og foreslår anvendelse af følsomheder herfor. Se desuden under trin 3 ovenfor for så vidt angår de 3 mio. kr.

Det er vores vurdering, at de møllepriser, som Energistyrelsen lægger til grund med afsæt i Teknologikataloget, ikke er retvisende for dagens omkostninger til indkøb af møller. Dette er problematisk, da dette har afgørende indvirkning på vurderingen af økonomien i landvindmølleprojekter jf. fastsættelsen af de 3 mio. kr.