

ELPRISER

Baseret på Energinets forudsætningsgrundlag 2023

Juni 2023

INDLEDNING

Energinet ønsker at være transparent i arbejdet med den grønne omstilling. Derfor offentliggøres elprisfremskrivninger fra Energinets markedsmodeller årligt ifm. opdatering af forudsætningsgrundlaget. Markedsmodellerne bruges i mange sammenhænge i Energinets arbejde, og elprisen har blandt andet betydning for Energinets investeringsbeslutninger. Elpriserne er tilgængelige [her](#). Væsentlige forudsætninger bag fremskrivningen beskrives nærmere i dette notat.

Energinet ser ind i elpriser påvirket af bl.a. krigen i Ukraine og de resulterende høje gaspriser på den korte bane, hvorfor de starter på et markant højere niveau end det er set de tidligere år. Energinet ser derfor ind i en faldende udvikling af elpriserne, men på den helt lange bane ses en svagt stigende tendens.

Forudsætningerne bag elpriserne er Analyseforudsætningerne 2022 (AF22 inkl. opdatering fra 1. juni 2023) for Danmark, og data fra den fælles europæiske sammenslutning af TSO'er (ENTSO-E) for udlandet. Der kan læses mere om de danske forudsætninger på Energistyrelsens hjemmeside [her](#) og de udenlandske forudsætninger fra ENTSO-E [her](#).

Forudsætningerne indeholder igen ambitiøse målsætninger for vedvarende energi (VE) og Power-to-X på

tværs af Europa samt stigende brændsels- og CO₂-kvotepriser. Tendensen fra tidligere år gentager sig og priserne på de marginale termiske værker i Danmarks nabolande resulterer i højere gennemsnitlige elpriser. Der ses således fortsat et system med en tydelig kobling til brændsels- og CO₂-kvotepriserne, på trods af markant udbygning af europæisk vind og sol. Derudover viser fremskrivningerne, at Power-to-X oftere og oftere bliver prissættende enheder i elsystemet og håndteringen af denne sektor har derfor en afgørende rolle i elprisfremskrivningerne.



Usikker i sagens natur

Fremskrivninger er altid forbundet med usikkerhed, og i sagens natur bliver den usikkerhed større og større, jo længere frem i tid fremskrivningen rækker. Elsystemet er midt i en transformation, og udviklingen på både produktions- og forbrugssiden går hurtigt – ikke blot i Danmark, men i hele Europa. Ligesom øget VE-kapacitet er en driver for øget elektrificering, er øget elektrificering og nye innovative produkter en driver for yderligere VE. Som beskrevet tidligere år oplever vi en ”hønen og ægget”-effekt, hvor det er umuligt at sige med sikkerhed, hvordan udviklingen vil påvirke prisniveauet i fremtiden. Med afsæt i den seneste udvikling arbejder Energinet derfor med følsomheder og perspektiverende analyser.

Vejrets betydning

Som noget nyt offentliggøres elpriser for flere klimaår. Klimaår er et af mange elementer i Energinets håndtering af usikkerhederne forbundet med anvendelsen af markedsmodeller. Den store forskel i elpriserne mellem de tre udvalgte klimaår illustrerer de store systemforskelle som kan fremkomme i det samme system afhængigt af vejret i det pågældende år.

ELPRISERNE

Et elprisforløb kendetegnet ved et markant fald på den korte bane og let stigende elpriser på den længere bane som følge af en tilsvarende udvikling i brændsels- og CO₂-kvotepriser.

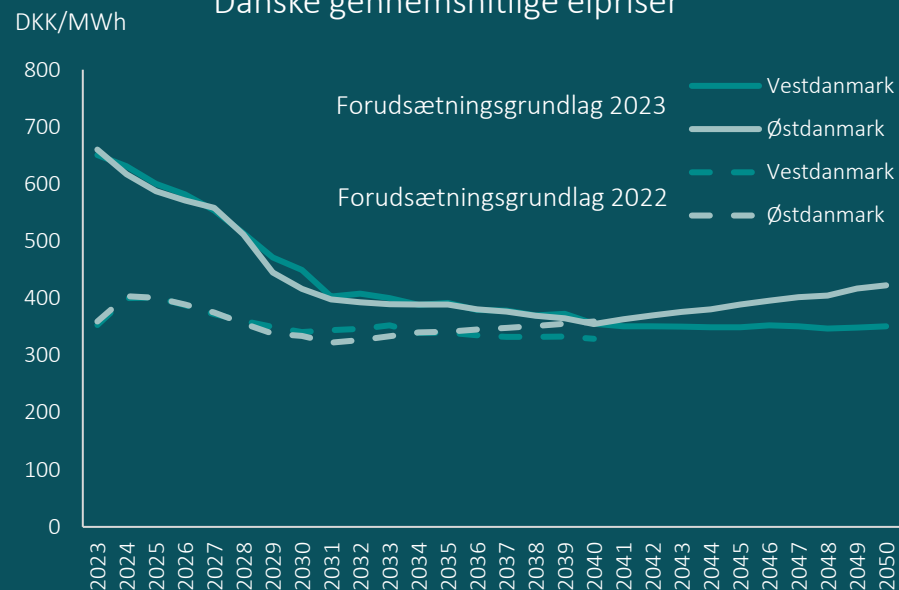
Fremskrivningen af elpriser er som altid forbundet med stor usikkerhed og beror på antagelser om fremtiden, herunder udviklingen i CO₂-kvoteprisen, brændsels-priser, produktionskapacitet, elforbrug mv.

Resultaterne er på den lange bane i tråd med tidligere års elpriser, hvorimod de på den korte bane er markant anderledes med et meget højt udgangspunkt. Elpriserne har været høje i 2022 og mange elementer fra 2022 påvirker også markedets forventninger til priserne i 2023, herunder

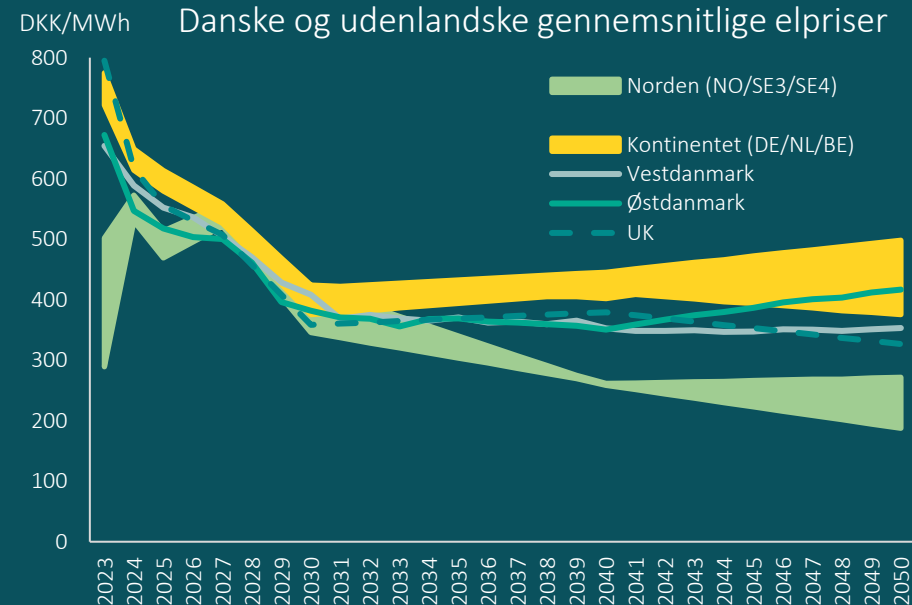
- Krigen i Ukraine, der har resulteret i en reduceret gasforsyning fra Rusland til EU, og dermed stigende gaspriser
- Flere kernekraftværker i Frankrig der har været ude af drift pga. vedligehold
- En varm og tør sommer i 2022, der
 - besværliggjorde transporten af kul til kraftværker
 - ramte de norske vandkraftværker, og medførte lav vandstand i magasinerne
 - lagde en dæmper på fransk atomkraft pga. manglende kølevand.

Danmark ligger placeret prismæssigt mellem generelt lave priser i Norden og højere priser på Kontinentet. Det skyldes Danmarks geografiske placering mellem det hydro-dominerede Norden og det termisk- og VE-dominerede Kontinent. De danske gennemsnitspriser for el ligger dog tættere på den kontinentale gennemsnitspris end den nordiske, hvilket er en naturlig konsekvens af, at Danmark er tættere forbundet med Kontinentet, når man ser på udlandsforbindelsernes kapacitet.

Danske gennemsnitlige elpriser



Danske og udenlandske gennemsnitlige elpriser



VEJRETS PÅVIRKNING PÅ ELPRISERNE

Elpriserne påvirkes af vejret – og påvirkningen øges i takt med udbygningen af VE som vindmøller og solceller. Våde år med meget vind og sol giver lavere elpriser end tørre år med mindre vind og sol. Samtidig giver kolde vintre og varme somre anledning til øget elforbrug til henholdsvis opvarmning og afkøling og derfor typisk også en højere elpris.

I markedsmodelsimuleringer anvender Energinet historiske data for temperatur, nedbør, vindhastigheder og solindstråling. De historiske data giver mulighed for at lave simuleringer på klimaårene fra 1982 og frem til 2016.

Normalt anvendes året 2008 som et såkaldt "normalår". Det skyldes primært at de danske vindforhold i dette år kan betragtes som gennemsnitlige. For det danske energisystem, som er præget af en høj andel af vindkapacitet, er dette en væsentlig parameter.

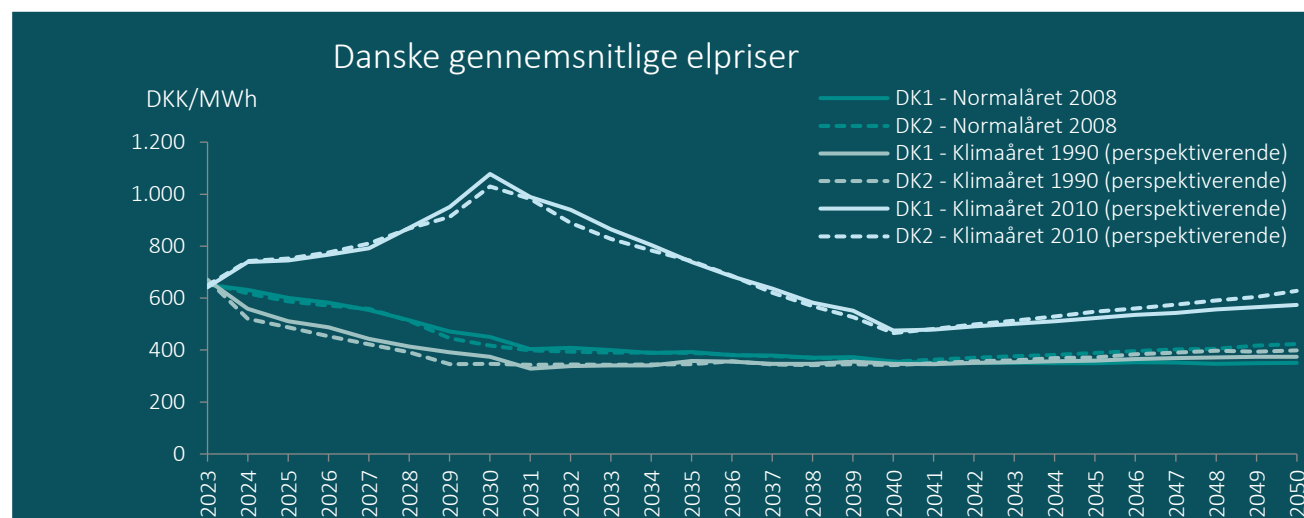
Simuleringer på normalåret kan dog sjældent stå alene, og derfor laves også perspektiverende simuleringer på de øvrige klimaår. Året 1990 er det år som generelt giver nogle af de laveste elpriser på tværs af Europa. 2010 er det år som giver nogle af de højeste. Figuren til højre viser de danske elpriser i normalåret 2008, samt i 1990 og 2010.

De lave priser i 1990 skyldes et generelt lavere elforbrug koblet med en lidt større mængde vind og sol end normalt på tværs af Europa. Større nedbørsmængder i Norden påvirker først og fremmest prisen her, men trækker også prisen i Danmark og i mindre grad Kontinentet ned.

De høje priser i 2010 skyldes omvendt et generelt højere elforbrug og mindre vind, sol og nedbør end normalt. Dette bliver særligt udslagsgivende i tiden frem mod 2030, hvor elforbruget øges, men graden af fleksibilitet er begrænset. Her ses timer med for lidt tilgængelig produktion og dermed markedets makspriser. Disse

timer påvirker den årlige gennemsnitspris meget. Udbygningen af fleksibelt forbrug, herunder især Power-to-X, bevirker at elprisen ikke når samme høje niveau på den lange bane.

For alle klimaår gælder det, at prispåvirkningen mindskes desto længere frem i tid man kommer. Dette skyldes den større og større andel af fleksibelt forbrug som introduceres i systemet. Særligt de store mængder Power-to-X (og tilhørende VE) som forventes efter 2030 bevirker at elprisen ikke når samme lave og høje niveau som det ses i tiden før 2030.



FORUDSÆTNINGER FOR DANMARK

Den danske del af forudsætningsgrundlaget udarbejdes årligt af Energistyrelsen i form af Analyseforudsætningerne (AF) til Energinet. AF22 danner grundlag for Energinets arbejde i 2023.

AF22 er i udgangspunktet et forudsætningsgrundlag, som afspejler forventninger til fremtiden. Dog er der stor usikkerhed om fx energigøer og manglende afklaring heraf.

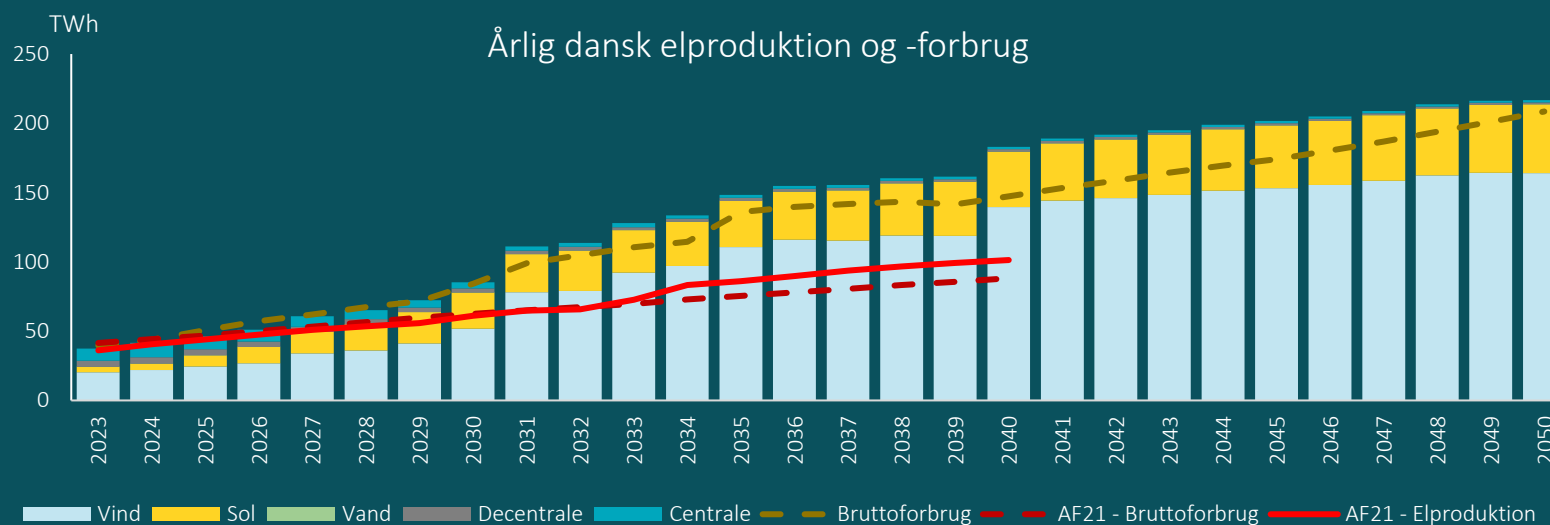
AF22 har fokus på langsigtet national selvforsyning af el og gas, samt ekstra Power-to-X- og VE-produktion til

eksport. Dette fokus er med udgangspunkt i nationale såvel som internationale politiske ambitioner herom med bl.a. Esbjerg-erklæringen af 18. maj 2022, Udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer (Power-to-X strategi) af 15. marts 2022 samt Klimaaftale for grøn strøm og varme af 25. juni 2022.

Der kan læses mere om de danske forudsætninger på Energistyrelsens hjemmeside [her](#).

ENERGIØER

- Beliggende i Nordsøen og ved Bornholm.
- I Nordsøen er forbundet til Danmark samt Belgien og Holland.
- Ved Bornholm er forbundet til Danmark samt Tyskland.
- Idriftsættes i Nordsøen i 2033 og ved Bornholm i 2030.



FORUDSÆTNINGER FOR UDLANDET

Den udenlandske del af forudsætningsgrundlaget består af data meldt ind af TSO'er til den fælles europæiske sammenslutning af TSO'er (ENTSO-E). Det er i tråd med mange andre europæiske TSO'ers tilgang, hvilket sikrer Energinet et robust og troværdigt grundlag med en stor transparens i data.

Frem til og med 2030 anvender Energinet data for udlandet fra ENTSO-Es arbejde med European Resource Adequacy Assessment 2022 (ERAA 2022) fra scenariet *Central Reference without Capacity Mechanisms*. Scenariet er baseret på TSO'ers indmeldte data, men derudover har ENTSO-E lavet en vurdering af den fremtidige økonomiske bæredygtighed af produktionskapaciteten. Vurderingen indebærer at der både kan fjernes og indsættes kapacitet i de enkelte år.

Efter 2030 anvender Energinet scenariet *Distributed Energy* fra ENTSO-Es Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2022. I TYNDP arbejdes der med flere scenarier; National Trends (NT), Global Ambition (GA) og Distributed Energy (DE). De tre scenarier viser forskellige udviklingsveje. DE er et "top down"-scenarie, der har selvforsyning af grøn elektricitet og brint i fokus. Scenariet er i tråd med EU's langsigtede reduktionsmål om Net-0 emissionssamfund i 2050 samt reduktionsmålet for 2030 på 55 procent.

Der arbejdes med forskellige tidshorisonter i henholdsvis ERAA og TYNDP. ERAA 2022 er udarbejdet for 2024, 2025, 2027 og 2030, mens TYNDP 2022 er udarbejdet for 2030, 2040 og 2050.

Data indmeldes årligt af alle europæiske TSO'er og bruges hvert år til ERAA og hvert andet år til TYNDP. Data indmeldes sædvanligvis i Q4. For Danmark er AF21 indmeldt i Q4-2021 og brugt til ERAA 2022 (udgivet i november 2022) og AF20 er indmeldt i Q4-2020 og brugt til TYNDP 2022 (udgivet april 2022).

De nyeste data for udlandet, tilgængelige på nuværende tidspunkt, er således ERAA 2022. Da ERAA ikke indeholder data for 2040 og 2050, har Energinet kombineret dataindmeldingerne fra ERAA 2022 og TYNDP 2022.

For Danmark implementerer Energinet altid de nyeste analyseforudsætninger. I forudsætningsgrundlaget for 2023 er tiden frem til og med 2030 altså baseret på ERAA 2022 og AF22, og tiden efter 2030 er baseret på det ældre data TYNDP 2022 og AF22.

Energinets tilgængelige forudsætninger for udlandet

	ERAA 2022	TYNDP 2022		
	Central Reference without Capacity Mechanisms	National Trends (NT)	Distributed Energy (DE)	Global Ambition (GA)
	Baseret på TSO'ers bedste bud ("Bottom-up")		Baseret på ENTSO-Es beregninger ("Top-down")	
	Produktionskapacitet vurderet økonomisk og justeret	Afspejler nuværende nationalpolitiske tiltag	Grønt scenarie med EU-selvforsyning i fokus	Grønt scenarie med samhandel med lande uden for EU
2024	Primær	-	-	-
2025	Primær	-	-	-
2027	Primær	-	-	-
2030	Primær	Perspektiverende	Perspektiverende	Perspektiverende
2040	-	Perspektiverende	Primær	Perspektiverende
2050	-	Perspektiverende	Primær	Perspektiverende

UDVIKLINGEN I UDLANDET

Grøn strøm, Power-to-X og sektorintegration sætter rammen for den forventede udvikling i Europa.

Forudsætningerne i ERAA 2022's "bottom-up" scenarie *Central Reference without Capacity Mechanisms* er TSO'ernes bedste bud frem til 2030 og reflekterer EU medlemsstaternes nationale energi- og klimaplaner. Fra 2040 og frem, hvor TYNDP 2022's "top-down" scenarie *Distributed Energy* er anvendt, er selvforsyning af grøn elektricitet og brint i fokus.

Forudsætningerne overholder Europa-Kommissionens nyeste langsigtede reduktionsmål om Net-0 emissions-samfund i 2050 og reduktionsmålet for 2030 på 55 %.

I sommeren 2020 fremlagde Europa-Kommissionen flere strategier i forbindelse med den ændrede, langsigtede målsætning om klima-neutralitet.

- Brintstrategien, som sigter mod at der installeres mindst 6 GW Power-to-X i Europa senest i 2024 og 40 GW Power-to-X-kapacitet senest i 2030.
- Sektorintegrationsstrategien med fokus på større samspil mellem el, gas og fjernvarme.
- Offshore-VE-strategien med ambitionen om kraftig udbygning af primært havvind – 30 GW kapacitet i 2030 og 300 GW inden 2050.

Disse strategier er også en del af forudsætningsgrundlaget. Strategierne har øget fokus på brint, sektorintegration og havvind – et fokus som allerede er fremtrædende i Energinets arbejde.

Figurerne til højre viser den samlede europæiske produktionskapacitet og elforbruget i årets forudsætningsgrundlag sammenlignet med sidste års (ERAA 2021, TYNDP 2020 og AF21). Udviklingen afspejler målsætningerne med en markant udbygning af vind- og solkapacitet både frem mod 2030 og 2050. I perioden frem mod 2050 forventes ligeledes en væsentlig stigning i elforbruget. Udviklingen er behæftet med betydelig usikkerhed – hvilket også afspejles i ændringerne fra sidste års til dette års forudsætningsgrundlag. Disse usikkerheder håndteres i form af følsomheder i de individuelle analyser og business cases i Energinet. Følsomhederne kan være udfaldsrum omkring meget usikre parametre, såsom brændsels- og CO₂-kvotepriserne eller variationer af enkelte elementer, der tager afsæt i den seneste udvikling.

