



## Baggrundsnotat om elprisfremskrivninger i Analyseforudsætninger til Energinet 2022 (AF22)

Opdateret version hvor de bagvedliggende modelberegninger er tilpasset pba. notatet ”Vejledning til AF22 - Langsigtet udbygning med PtX og havvind i Nordsøen og tilslutning til det kollektive net”.

**Kontor/afdeling**  
Center for Systemanalyse

**Dato**  
26-05-2023

**J nr.** 2022 – 13659

/TTO, MTNG

### Baggrund

Til brug for Energinets opgave med at udvikle infrastrukturen i el- og gassystemet udarbejdes årligt et sæt analyseforudsætninger (AF). AF angiver et sandsynligt udviklingsforløb frem mod 2050 for de dele af det danske energisystem, der er relevante for Energinets planlægning, og som flugter med opfyldelse af klimamålsætninger, herunder 70 pct.-drivhusgasreduktionsmål samt klimaneutralitet senest i 2050. Ansvar for udarbejdelse ligger hos Energistyrelsen, som har udgivet 2022 udgave af analyseforudsætninger (AF22)<sup>1</sup>.

Energistyrelsen beregner elprisen som output fra sin energisystemmodel, Ramses. Da elprisberegningen afhænger af den anvendte model og de forudsætninger, der benyttes som input til modellen, indgår elprisen, som beregnet af Energistyrelsen, ikke som en del af rapporteringen og data til Energinet. Energinet anvender de elpriser, der fås som resultat af modelkørsler med Energinets eget modelsetup.

Energistyrelsen udgiver i stedet dette notat om elprisudviklingen, som beregnet ud fra forudsætninger i AF22.

Det understreges, at der ikke er tale om præcise elpriser, men om simulerede elpriser, beregnet under en række forudsætninger. Enhver anvendelse af elpriser fra dette notat bør tages med forbehold for den betydelige usikkerhed, fremskrivninger af denne art er underlagt. Det understreges især, at forudsætningerne i AF22 ikke afspejler den seneste tids store prisstigninger på brændselspriser, som har stor betydning for den realiserede elpris.

Det bemærkes desuden, at elprisdannelsen er tæt forbundet med udviklingen i Danmarks nabolande samt teknologi- og markedsudviklingen for brint, som er behæftet med stor usikkerhed, specielt i perioden efter 2030.

---

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

**Energistyrelsen**

Carsten Niebuhrs Gade 43  
1577 København V

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

www.ens.dk



## Metode og forudsætninger

Energistyrelsen tager i udarbejdelsen af Analyseforudsætningerne højde for den generelle teknologiudvikling og forudsætter opnåelse af politiske målsætninger, også hvis der ikke er vedtaget konkrete virkemidler til opnåelse heraf. Ved at gå ud over den udvikling, som kan forventes med gældende regulering, adskiller AF sig fra Klimastatus og –fremskrivning (KF), der bygger på en Frozen Policy-tilgang. Elpriserne beregnet ifm. KF22 kan findes på Energistyrelsens hjemmeside<sup>2</sup>.

Elprisen i Ramses beregnes ud fra detaljerede produktions- og forbrugsbalancer for hver time i elsystemet og inkluderer Danmark såvel som en lang række europæiske elområder, som har indflydelse på den danske elpris. Yderligere informationer om modellen kan findes på Energistyrelsens hjemmeside<sup>3</sup>.

Der indgår en lang række input til Ramses-modellen og mange faktorer påvirker elprisudviklingen. Alt fra brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvoteprisen, til VE-støtte, elforbrug og kraftværkskapacitet i nabolandene påvirker elprisen.

Energistyrelsen opererer med normalår og ser således bort fra store årlige udsving forårsaget af eksempelvis vejrforhold eller udfald i transmissionsforbindelser, som kan have stor betydning for elprisdannelsen i et faktisk år. Eksempelvis kan et meget tørt år svække udnyttelsen af hydro-reservoirs og dermed skubbe elprisen.

Der henvises generelt til de offentliggjorte notater ifm. AF22 for yderligere informationer om brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser samt detaljerede beskrivelser af de anvendte forudsætninger og metoder, der ligger bag modelberegningerne.

## Udlandsforbindelser og deres betydning for elprisen

Danmark beskrives ofte som "pristager" i det europæiske elmarked, og den danske elpris afhænger i høj grad af prisen i de europæiske nabolande samt den tilgængelige kapacitet for udveksling gennem udlandsforbindelser.

Konkurrenceforholdet mellem Danmarks og udlandets elforsyning har afgørende betydning for udvekslingens omfang og retning. En høj andel af vejrafhængige energikilder (vandkraft, sol og vind) i Danmark og de omkringliggende lande medfører en markant eludveksling mellem Norden og resten af Europa, hvilket samtidig gør Danmark til transitland for andre landes eludveksling.

Elprisberegningerne opererer som tidligere nævnt med normalår, hvorfor den faktiske eludveksling vil afvige fra de modelberegne.

---

<sup>2</sup> [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf22\\_el\\_fjernvarme\\_0.xlsx](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf22_el_fjernvarme_0.xlsx)

<sup>3</sup> <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller>



Udlandsforbindelser vil generelt bidrage til en reduktion i prisforskellen mellem elmarkedsområder. Udviklingen er derfor særligt følsom over for antagelser om den fremtidige kapacitet på forskellige europæiske forbindelser.

Antagelser om udviklingen i elsystemet i de øvrige europæiske lande har betydning for beregningsresultaterne, netop fordi Danmark primært er pristager i det europæiske elmarked. Beregningerne for øvrige europæiske lande er baseret på Energistyrelsens justerede udgave af ENTSO-E<sup>4</sup> "National Trends"-scenariet fra TYNDP20<sup>5</sup>. Baggrunden for justeringerne er beskrevet i sammenfatningsnotatet for AF22.

Den gradvise stigning i elproduktionen fra VE-kilder betyder alt andet lige en faldende tendens i elpriserne. Denne tendens opvejes til dels af et stigende elforbrug og en stigning i CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Kapaciteterne på udlandsforbindelser mellem landene forventes også at stige fremadrettet, hvilket medfører en reduktion i prisforskelle mellem landene. For yderligere information om eltransmissionskapaciteter mellem Danmark og udlandet henvises til det særskilte notat om udlandsforbindelser i AF22.

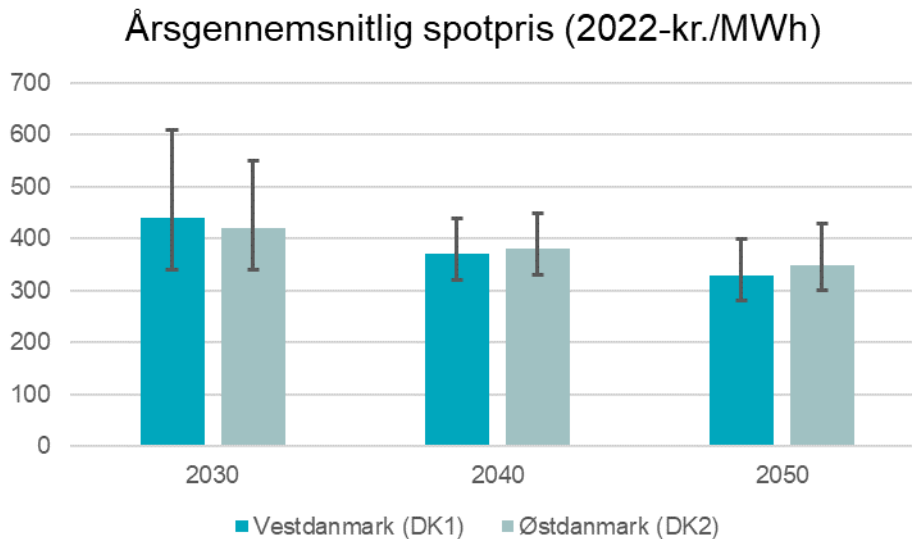
---

<sup>4</sup> Sammenslutning af europæiske Transmissions- og Systemoperatører

<sup>5</sup> Ten-Year Network Development Plan 2020. TYNDP udgives af ENTSO-E hvert andet år. Som redegjort for i sammenfatningsnotatet for AF22, udkom TYNDP22s nye scenarier i foråret 2022. Det har ikke været muligt at implementere disse nye udlandsscenarier i Ramses til brug for AF22. Scenarierne vil derimod blive anvendt i de kommende fremskrivninger.

## Simulering af de fremtidige danske elpriser

Simuleringerne af de gennemsnitlige årlige elpriser for Danmarks to elprisområder fremgår af Figur 1 nedenfor og Bilag 1 til dette notat.



Figur 1: Fremskrivning af den årgennemsnitlige elspotpris for Vest- (DK1) og Østdanmark (DK2) (kr./MWh, 2022-prisniveau), samt muligt udfaldsrum. For 2030 er udfaldsrummet beregnet ud fra et spænd i brændsels- og kvotepriser, hvor udfaldsrummet i 2040 og 2050 er beregnet ud fra et spænd i en modelteknisk brintafsætningspris.

Det ses på Figur 1, at elpriserne i Vest- og Østdanmark ligger forholdsvis tæt på hinanden i fremskrivningsperioden. I 2030 forventes Østdanmark at have en lavere elpris end Vestdanmark, hvilket skyldes idriftsættelsen af Energjø Bornholm. Det forventede fald i elprisen henover fremskrivningsperioden skyldes udbygningen i VE-elproduktion, hvor elektrolyseanlæg dog vil hæve prisniveauet og være prissættende i timer hvor mængden af VE-elproduktion ikke overstiger elektrolysekapaciteten.

Den gennemsnitlige elpris for elproduktion fra sol og vind vil i højere grad ligge under de gennemsnitlige spotpriser i takt med den stigende udbygning af produktionskapacitet. De teknologivægtede spotpriser findes i dataarket til nærværende notat.

I Figur 1 ovenfor er der anført et spænd på de beregnede elpriser baseret på parametre, der i Energistyrelsens modeller har afgørende betydning for den beregnede elpris.

I 2030 forventes brændselspriser på kul og naturgas i kombination med CO<sub>2</sub>-kvoteprisen fortsat at være de enkeltstående parametre, som har størst betydning for elprisen.

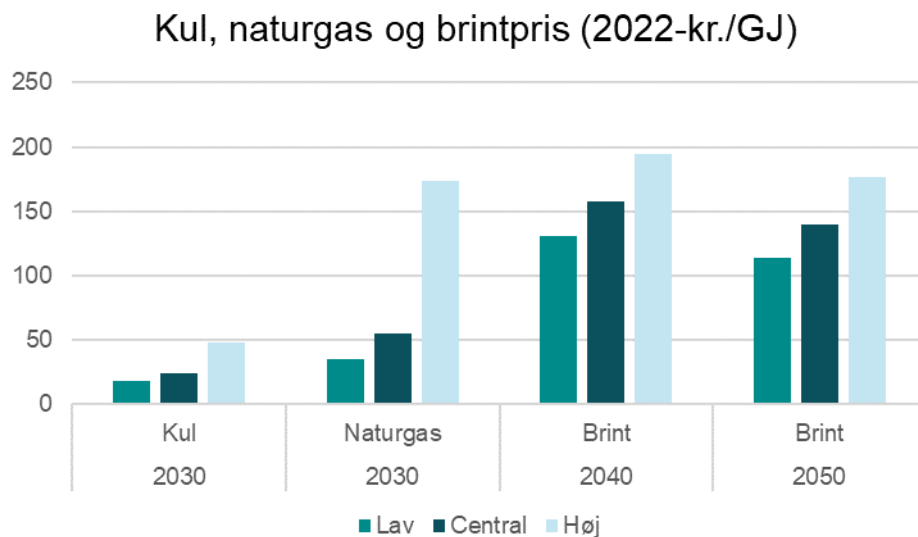


Det lave spænd for priser på kul og naturgas svarer til IEA's Sustainable Development (SDS) scenarie fra World Energy Outlook 2021<sup>6</sup>. Det høje spænd er fremkommet ved at tage udgangspunkt i de nuværende høje spotpriser på kul og naturgas og lade dem konvergere mod de langsigtede brændselspriser fra IEA's Stated Policies (STEPS) scenarie fra World Energy Outlook 2021.

Sammen med det lave og høje spænd for brændselspriser på kul og naturgas bruges også et lavt og et højt spænd for CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Det lave spænd svarer til STEPS scenariet, og det høje spænd svarer til IEA's Net Zero Emissions 2050 scenarie, begge fra World Energy Outlook 2021.

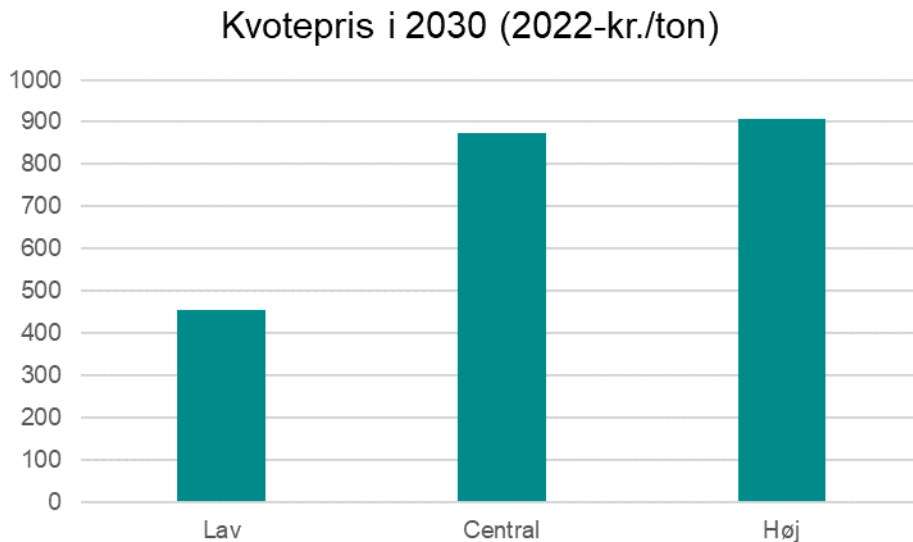
For 2040 og 2050 forventes brintmarkedet i større grad at være udslagsgivende for elprissætningen grundet den forventede store udbygning med vedvarende energi og elektrolysekapacitet. Brintprisen er en modelteknisk input, der har betydning for den maksimale betalingsvillighed for elektrolyseanlæggenes forbrug af el fra det kollektive net. Der henvises til Bilag 2 for en beskrivelse af modelleringstilgangen for elektrolyse i Ramses.

Antagelserne, der er anvendt til de beregnede spænd, ses i Figur 2 og Figur 3 nedenfor. Fælles for de viste spænd er, at disse ikke er udtømmende for mulige fremtider, men derimod en anden mulighed end det centrale forløb. Det vil sige, at udfaldsrummet vist i Figur 1 kan være større end det beregnede.



Figur 2: Kul- og naturgaspriser anvendt til udfaldsrummet på elprisen i 2030 samt spænd for en modelteknisk brintafsetningspris i 2040 og 2050.

<sup>6</sup> <https://www.iea.org/topics/world-energy-outlook>



Figur 3: CO<sub>2</sub>-kvotepriis anvendt til udfaldsrummet på elprisen i 2030 i samspil med brændselspriserne angivet ovenfor.

## Usikkerheder

De beregnede elpriser er behæftet med en betydelig usikkerhed. Der er en lang række faktorer, der har betydning for elprisens udvikling både i forhold til det generelle niveau samt variation i priserne i løbet af året. Fremskrivningerne er, i sin natur, behæftet med usikkerhed, som øges med længden af den fremskrevne periode.

Der indgår en markant stigning i elforbruget i AF22, hvoraf en større del forventes at være fra fleksibelt forbrug i form af fx store varmepumper og især PtX-anlæg. Antagelserne om både kapacitet og drift af PtX-anlæggene er på nuværende tidspunkt meget usikre, som det også er beskrevet i det særskilte baggrundsnotat herom. Der er i beregningerne taget udgangspunkt i det centrale forløb for PtX, men en større kapacitetsudbygning og elforbrug vil bidrage til højere elpriser og alt andet lige give mindre forskel mellem de teknologispecifikke afregningspriser og den gennemsnitlige spotpris.

Der regnes i såkaldte normal-år for både VE-produktion og elforbrug (baseret på 2014) og de faktiske realiserede priser vil derfor være forskellige fra de her angivne.

Den generelle udvikling af brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriiser har ligeledes væsentlig betydning, og højere eller lavere priser end forudsat i AF22 vil derfor resultere i tilsvarende højere eller lavere elpriser.

## Bilag 1

Tabel 1: Årgennemsnitlige spotpriser samt spænd for elpriser for Vest- og Østdanmark (2022-prisniveau).

2022-DKK/MWh	Vestdanmark (DK1)			Østdanmark (DK2)		
	Lavt spænd	Central	Højt spænd	Lavt spænd	Central	Højt spænd
2030	340	440	610	340	420	550
2040	320	370	440	330	380	450
2050	280	330	400	300	350	430

Note: De angivne elpriser er gennemsnitlige værdier for hele året.

## Bilag 2 – Tilgang for modellering af elforbrug til brintproduktion i Energistyrelsens Ramses-model

Ramses er en energisystemmodel<sup>7</sup>, der bl.a. anvendes til beregninger af de fremtidige elpriser ifm. analyser af det danske energisystem, herunder ifm. Analyseforudsætninger til Energinet.

De beregnede elpriser afhænger af mange input, såsom sammensætningen af elproduktionskapaciteter i Danmark og udlandet, udviklingen i brændselspriser, CO<sub>2</sub>-kvotepris samt forbrug.

I takt med, at anvendelsen af PtX-teknologier udbredes i energisystemet, får elforbruget til brintproduktion en mere afgørende betydning for energisystemresultater i Ramses. Det forventes, at driften af elektrolyseanlæg i høj grad vil være afhængigt af elpriserne i de enkelte timer. Mere specifikt forventes det, at elektrolyseanlæg generelt vil forbruge el når elprisen er lav og - afhængigt af det enkelte PtX anlæg/projekt situation - vil stoppe forbruget når elprisen overstiger en grænse, hvor elforbruget/brintproduktionen ikke længere er rentable.

Det forventes, at PtX-anlægs drift i en årrække fremover vil bestemmes ud fra de projektspecifikke business cases som afhænger af betalingsvilligheden for brinten i de enkelte projekter og dermed af slutproduktet i den enkelte værdikæde herunder evt. regulering og støtteordninger, alternative brændstoffer/kemikalier osv. På længere sigt forventes dog etablering af en fælles europæisk brintinfrastruktur og etableringen af et brintmarked, som det f.eks. er tilfældet med naturgasmarkedet i dag. På sigt vil den maksimale betalingsvillighed for elektrolyseanlæggenes forbrug af el fra det kollektive net således afhænge af det forventede niveau for brintprisen på det europæiske brintmarked.

Givet at storskalaproduktion af brint fra elektrolyseanlæg fortsat er i sin vorden er der meget stor usikkerhed forbundet med den fremtidige udvikling – herunder hvilken maksimal betalingsvillighed, der vil være for elforbruget til brintproduktionen.

Der anvendes derfor et modelteknisk brintmarked til simuleringer i Ramses, herunder til simuleringerne af elprisfremskrivningen i AF22, hvor en antaget langsigtet brintpris er et eksogen input, der gælder for alle elektrolyseanlæg i de modellerede områder (Danmark og størstedelen af EU). Denne modeltekniske brintpris er estimeret ved at se på ikke-nettilsluttede alternativer for tilvejebringelse af grøn brint til et fremtidigt europæisk marked (off-grid brintproduktion eller import), som elektrolysekapacitet koblet til det kollektive net skal konkurrere med.

<sup>7</sup> Modeldokumentation findes på Energistyrelsens hjemmeside:  
[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/ramses\\_energisystemmodel\\_-\\_til\\_hjemmesiden\\_20220426\\_final.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/ramses_energisystemmodel_-_til_hjemmesiden_20220426_final.pdf)



Givet den anvendte langsigtede brintpris jf. Figur 1 vurderes den maksimale betalingsvillighed for elforbrug i elektrolyseanlæg at være i niveauet 250-300 kr. pr. MWh. Dette niveau er definerende for driftstid af PtX-anlæg.

I de fremtidige analyser og fremskrivninger pba. simuleringer med Ramses er det forventningen, at modelleringstilgangen for PtX ændres fra tilgangen beskrevet i dette bilag. Driften af PtX-anlæg vil fremadrettet blive bestemt ud fra opfyldelsen af en eksogent given efterspørgsel efter brint. Modellen vil forsøge at tilfredsstille efterspørgslen på den billigste måde, dvs. ved at udnytte timerne med høj VE-elproduktion. Den maksimale betalingsvillighed for elforbrug til elektrolyseanlæg bliver derfor til et modelresultat frem for et modelinput.

Den nye modelleringstilgang forventes at blive anvendt til udarbejdelsen Analyseforudsætninger til Energinet 2023.