



Baggrundsbilag til analysen *Sikker elforsyning med sol og vind*

Indhold

1	Bilagets indhold	2
2	Modelbeskrivelse	2
2.1	Overordnet modelbeskrivelse og modelområde	2
2.2	Tidsserier og vejrår for elforbrug, sol, vind og nedbør	3
3	Analyseforudsætninger	4
3.1	Elproduktionskapacitet i Danmark og i modelområdet	4
3.2	Transmissionskapacitet til Danmark	5
3.3	Elforbrug i Danmark og i udlandet.....	6
3.4	Antagelser bag fleksibelt elforbrug	7
3.5	Brændselspriser og CO ₂ -kvoteprisen.....	10
	Referencer	11

1 Bilagets indhold

Bilaget indeholder en kort beskrivelse af den anvendte energisystemmodel samt de væsentligste antagelser og forudsætninger, som er anvendt i analysens scenarier.

2 Modelbeskrivelse

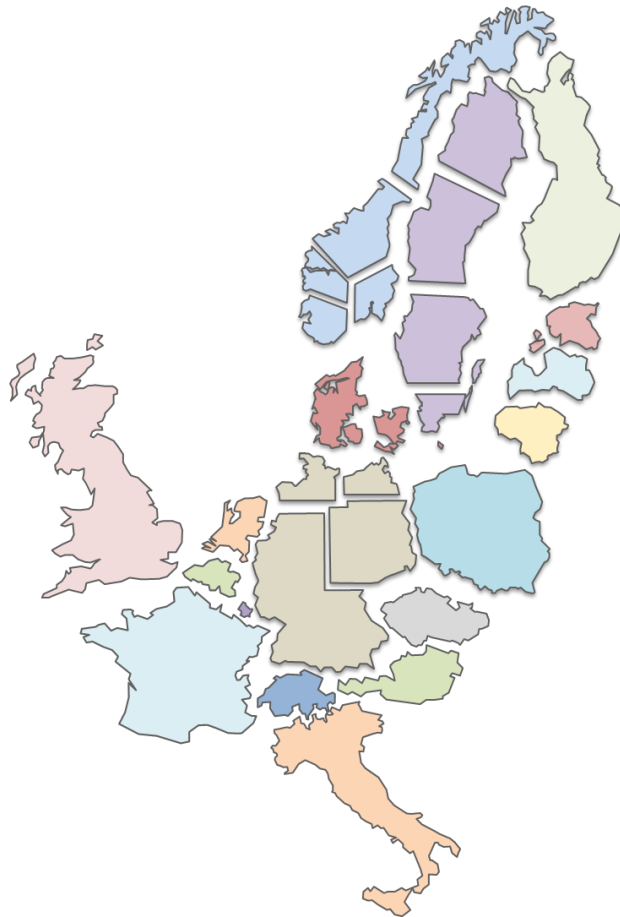
2.1 Overordnet modelbeskrivelse og modelområde

Alle analysens scenarier simuleres af energisystemmodellen Balmorel. Balmorel er en open source-model, der simulerer og optimerer el- og fjernvarmeforsyningen med henblik på minimering af de samlede omkostninger for at levere el og fjernvarme. Modellen dækker kun el- og fjernvarmesektoren og behandler således ikke øvrige sektorer som transport og individuel opvarmning, udover deres bidrag til elforbruget. I denne analyse modelleres el- og fjernvarmeforsyningen i årene 2030, 2035 og 2040.

Danmark er tæt forbundet med vores nabolandes energisystemer via transmissionsforbindelser til udlandet, og udviklingen i nabolandene er derfor afgørende for det danske energisystem, herunder i særdeleshed den danske elforsyningssikkerhed. I Balmorel modelleres derfor også energiproduktion og -transmission i de fleste øvrige europæiske lande. Konkret simulerer modellen i alt 18 europæiske lande, hvoraf nogle af landene, heriblandt Danmark, er yderligere opdelt i en række regioner (budzoner) for at tage højde for interne flaskehalse i transmissionssystemet (Figur 2.1). Spanien og Portugal samt en del lande i Øst- og Sydøsteuropa er ikke med i analysen.

Input til modellen omfatter blandt andet el- og fjernvarmebehov, eksisterende og planlagte produktionsanlæg, transmissions- og lagerkapaciteter, antagelser vedrørende forbrugsfleksibilitet, brændselspriser og CO₂-kvotepriser. Nogle af disse er beskrevet yderligere i kapitel 3 om analyseforudsætninger. På baggrund af disse input drifter modellen el- og fjernvarmesystemet billigst muligt. Hvis modellen ikke er stand til at møde elforbruget, opstår der elafbrud.

Modellen investerer ikke i ny produktions-, lager- eller transmissionskapacitet og alle kapaciteter er således bestemt eksogent. Dog afviger scenariet omhandlende en alternativ fremtid med vedvarende energi og mere transmission fra dette. Her kan modellen investere i mere transmissionskapacitet under en række begrænsende betingelser.



Figur 2.1 Analysens geografiske afgrænsning

Kilde: Ea Energianalyse.

2.2 Tidsserier og vejrår for elforbrug, sol, vind og nedbør

Valget af vejrår er vigtigt, hvis elsystemet skal testes under udfordrende vejrforhold med lav produktion fra sol og vind. Analysen anvender vejrdata fra den paneuropæiske klimadataase (PECD)¹.

- I scenariet *Normalt vejrår* anvendes år 1995, der anses som et gennemsnitligt vejrår. Det totale elforbrug (beskrevet i tabel 3.6 og 3.7) korrigeres således for temperaturspecifikke forhold, der gjorde sig gældende i 1995. Ligeledes anvender scenariet vejrprofiler (sol, vind og nedbør) for år 1995, der kombineres med den forventede installerede kapacitet i det fremtidige år for at simulere elproduktionen. Af tekniske årsager følger elforbrugsprofilerne (variationerne op og ned, men ikke det årlige elforbrug) vejråret 2014. Dette gør sig gældende for alle scenarier.
- I scenariet *Presset vejrår* anvendes år 1996, der er blandt de værste i 38 historiske år.
- I scenariet *Vejrchok* konstrueres en syntetisk vejrår. Det syntetiske vejrår er opbygget, så det på en række parametre er lidt værre, end hvad vi har oplevet de seneste 38 år. Vejråret er beskrevet yderligere i analysens kapitel 4.

Tabel 2.1 opsummerer anvendelsen af vejrår.

Tabel 2.1 Vejrår i forskellige scenarier

Anvendt år	Normalt vejrår	Presset vejrår	Vejrchok
Elforbrug (total)	1995	1996	1996
Sol, vind og nedbør (profil)	1995	1996	Syntetisk
Elforbrug (profil)	2014	2014	2014

3 Analyseforudsætninger

3.1 Elproduktionskapacitet i Danmark og i modelområdet

I Danmark tager elproduktionskapaciteterne udgangspunkt i *Analyseforudsætninger til Energinet 2021*, der dog opjusteres i forhold til vind- og solkapaciteter på baggrund af *Esbjergaftalen* og *Danmark kan mere II*. Specifikke kapaciteter kan findes i tabel 3.1.

Tabel 3.1 Elproduktionskapacitet i Danmark

GW	2030	2035	2040
Biogas	0,1	0,1	0,1
Batteri	0,1	0,2	0,3
Olie	0,4	0,4	0,4
Affald	0,4	0,4	0,3
Naturgas	1,3	1,2	1,2
Biomasse	1,8	1,0	1,0
Sol	18,0	18,1	18,4
Landvind	8,2	8,2	8,2
Havvind	12,9	19,4	27,1
Total	43,1	49,0	57,0

I udlandet følger elproduktionskapaciteterne ENTSO-E scenariet *Global Ambition*. Specifikke kapaciteter kan findes i tabel 3.2.

Tabel 3.2 Elproduktionskapacitet i modelområdet

GW	2030	2035	2035
Biogas	4,5	3,2	2,1
Kul	19,4	9,7	0,0
Batteri	53,4	70,9	88,4
Olie	3,9	3,1	2,2
Affald	7,7	10,7	12,3
Naturgas	167,0	174,5	181,9
Atomkraft	88,1	92,7	96,5
Biomasse	29,8	27,1	25,6
Vandkraft	169,4	172,7	176,0
Sol	371,3	522,5	673,9
Havvind	158,2	230,7	304,5
Landvind	269,6	323,5	377,4
Andet	0,1	0,1	0,1
Total	1342,3	1641,5	1941,1

3.2 Transmissionskapacitet til Danmark

Transmissionskapaciteten til og fra Danmark og indbyrdes mellem øvrige budzoner følger ENTSO-E's plan for udviklingen af den europæiske infrastruktur, som afspejlet i såkaldte System needs-analyser. I modellen er der anvendt en foreløbig høringsudgave fra juli 2022, som kan afvige fra den endelige analyse. Tabel 3.3, 3.4 og 3.5 angiver kapaciteten til Danmark i forskellige år.

Tabel 3.3 Transmissionskapacitet til Danmark i 2030

Fra/Til [MW]	DK_E	DK_E_Energjø	DK_KF	DK_W
DE_KF			400	
DE_NE	600			
DE_NW		2000		3100
DK_E		1200	600	600
DK_E_Energjø	1200			
DK_KF	600			
DK_W	600			
GB_R				1400
NL_R				700
NO_SW				2632
SE_M				1530
SE_S	2550			

Tabel 3.4 Transmissionskapacitet til Danmark i 2035

Fra/Til [MW]	DK_E	DK_E_Energjø	DK_KF	DK_W	DK_W_Energjø
BE_R					2000
DE_KF			400		
DE_NE	600				
DE_NW		2000		3100	
DK_E		1200	600	600	
DK_E_Energjø	1200				
DK_KF	600				
DK_W	600				1400
DK_W_Energjø				1400	
GB_R				1400	
NL_R				700	
NO_SW				2632	
SE_M				1530	
SE_S	2550				

Tabel 3.5 Transmissionskapacitet til Danmark i 2040

Fra/Til [MW]	DK_E	DK_E_Energjø	DK_KF	DK_W	DK_W_Energjø
BE_R					2000
DE_KF			400		
DE_NE	600				
DE_NW		2000		3100	
DK_E		1200	600	600	
DK_E_Energjø	1200				
DK_KF	600				
DK_W	600				1400
DK_W_Energjø				1400	
GB_R				2800	
NL_R				700	2000
NO_SW				2632	
SE_M				1530	
SE_S	3550				

3.3 Elforbrug i Danmark og i udlandet

Elforbruget er baseret på antagelserne i ENTSO-E og ENTSOG's scenarie *Global Ambition*. Elforbruget fordelt på forbrugskategorier i Danmark kan findes i tabel 3.6, mens aggregeret elforbrug pr. land kan findes i tabel 3.7. I udlandet er forbruget til power-to-X modelleret således, at modellen har frihed til at flytte op til 50 pct. af produktion til de områder med laveste elpriser.

Tabel 3.6 Årligt elforbrug i Danmark fordelt på forskellige forbrugskategorier

TWh	2030	2035	2040
Klassisk forbrug	36,0	37,1	38,4
Fjernvarme	4,8	7,2	8,5
Power-to-X	14,1	15,5	19,1
Datacentre	8,6	8,8	8,9
Individuel varme	4,2	5,6	6,6
Transport	3,4	6,9	10,6
Total	71,1	81,1	92,1

Anm.: I 2040 er 9 TWh af elforbruget til power-to-X antaget placeret på energijørerne.

Tabel 3.7 Årligt elforbrug i modellens lande

TWh	2030	2035	2040
Østrig	95,9	114,0	120,5
Belgien	103,9	122,9	127,3
Tjekkiet	72,5	87,8	93,2
Danmark	71,1	81,1	83,1
Estland	7,2	8,6	10,2
Finland	120,3	139,6	160,8
Frankrig	567,6	686,4	822,5
Tyskland	717,4	852,2	906,1
Storbritannien	408,0	526,0	599,9
Italien	351,0	428,2	445,0
Letland	10,9	12,1	14,0
Litauen	15,7	17,5	19,4
Luxemburg	6,8	8,0	11,5
Holland	182,9	233,0	336,1
Norge	190,1	199,3	208,5
Polen	184,4	217,4	221,7
Sverige	164,2	178,1	196,9
Schweiz	65,9	81,0	101,0
Total	3335,7	3993,2	4477,5

3.4 Antagelser bag fleksibelt elforbrug

Modellen kan flytte dele af elforbruget i tid for at afspejle forbrugsfleksibilitet. Figur 3.1 og 3.2 viser modellens antagelser for forbrugsfleksibilitet både i forhold til at fleksibilitetens størrelse (effekt) og længde (i timer). Pilen indikerer, at fleksibiliteten har ubegrænset varighed. Dermed kan forbrug med pile, ikke være årsag til effektmangel.

Der er stor usikkerhed om graden af forbrugsfleksibilitet i fremtiden. Det skyldes både usikkerhed om teknologiske muligheder inden for fleksibilitet samt forbrugeres fremtidige prisfølsomhed over for elprisen. Under de seneste prisudsving på strøm i år 2021 og 2022 har forbrugere udvist en relativ stor villighed til at flytte elforbruget afhængigt af elprisen.

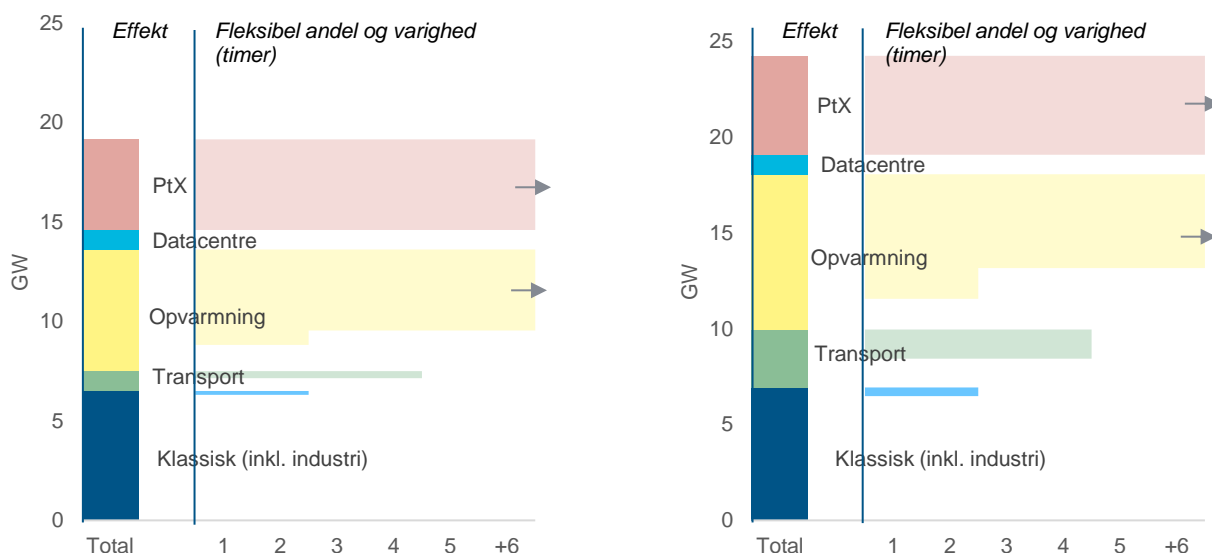
Det er særligt elforbrug til opvarmning (varmepumper i fjernvarmen) og power-to-X som antages at have stor fleksibilitet. Varmepumper i fjernvarmen har stor fleksibilitet, fordi dele af varmen kan leveres af andre kilder, fx biomassefyrede kedler, i kombination med muligheden for lagring af varmt vand. Power-to-X har stor fleksibilitet,

fordi produktionen forventes at stoppe, når elprisen bliver tilstrækkelig høj. Det må ligeledes forventes, at der eksisterer muligheder for lagring af brint eller flydende brændsler, fx metanol, som sikrer tilstrækkelig stabile leverancer til forbrugere.

Som udgangspunkt kan elforbruget i Danmark kun *flyttes* og ikke *reduceres* (demand shedding), og elbiler kan som udgangspunkt stort set ikke bidrage ved at levere strøm tilbage til elnettet (Vehicle-to-grid). Dette ændres dog i analysens afsnit om øget forbrugsfleksibilitet som løsning, hvor følgende antagelser gælder:

- **Reduktion af elforbrug:** Det antages, at fremstillingsvirksomheder kan reducere 20 pct. af deres elforbrug i spidsbelastningsperioder, mens datacentre kan reducere 25 pct. Reduktionen aktiveres ved høje elpriser på over 2500 EUR pr. MWh.
- **Vehicle-to-grid (V2G):** Elbiler kan levere strøm tilbage til elnettet. Det antages, at 17,5 pct. af alle elbiler deltager som V2G-aktører i 2030, voksende til 25 pct. i 2040. Det betyder, at elbilerne i praksis opererer som et storskalabatteri. Dog kan der ikke bruges mere end 50 pct. af energikapaciteten i batterierne. Denne antagelse sørger for, at bilerne aldrig bliver helt afladet.

I udlandet kan elforbruget reduceres (demand-shedding) i alle scenarier. Denne antagelse følger ENTSO-E's scenarier for elforsyningsikkerhed i Europa. Størrelsen på den mulige forbrugsreduktionen afhænger af elprisen. I figur 3.1 er forbrugsreduktion repræsenteret ved en fleksibilitet af ubegrænset varighed.



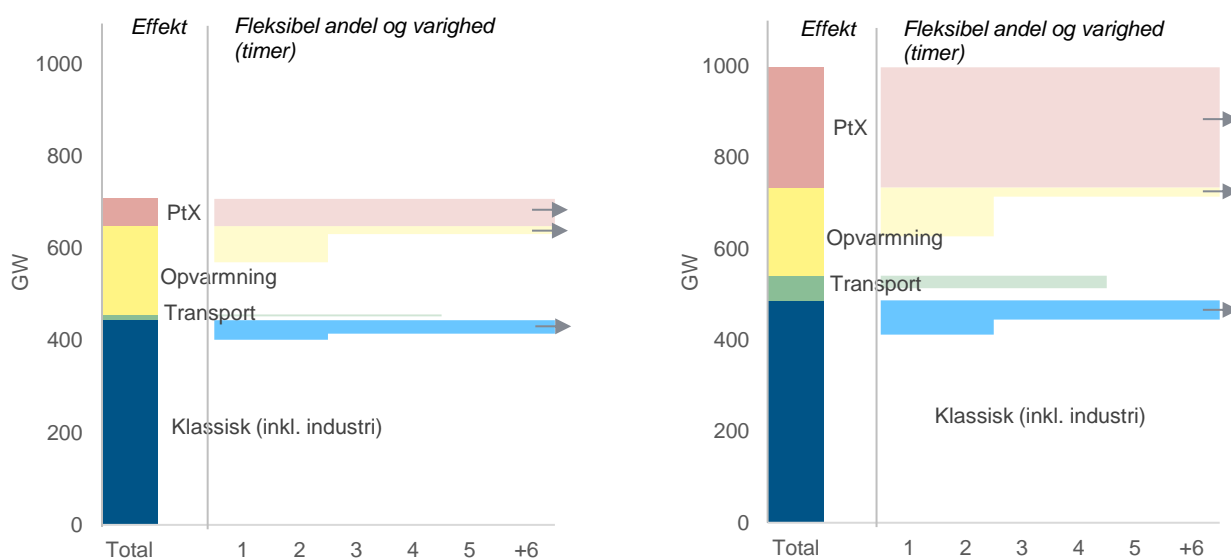
Figur 3.1 Forbrugsfleksibilitet i Danmark i 2030 (venstre) og 2040 (højre)

Anm. 1: Den vertikale akse beskriver det maksimale elforbrug (i GW) inden for forskellige forbrugskategorier. "Total" inkluderer både det fleksible og ufleksible forbrug mens den fleksible andel angives til højre herfor. Den horisontale akse angiver varigheden af fleksibiliteten. Pilen indikerer, at fleksibiliteten har ubegrænset varighed og denne konkrete type af forbrug kan dermed ikke være årsag til elmangel.

Anm. 2: Flexibiliteten for opvarmning har to forskellige trin. Det skyldes, at elforbrug til fjernvarme (den største andel) har ubegrænset varighed, mens den individuelle opvarmning kun kan strækkes i to timer.

Anm. 3: Vehicle-to-grid er ikke afspejlet på figuren.

Kilder: Klimarådet og Ea Energianalyse.



Figur 3.2 Flexibilitet i modelområdet i 2030 (venstre) og 2040 (højre)

Anm. 1: Den vertikale akse beskriver det maksimale elforbrug (i GW) inden for forskellige forbrugskategorier. "Total" inkluderer både det fleksible og ufleksible forbrug mens den fleksible andel angives til højre herfor. Den horisontale akse angiver varigheden af fleksibiliteten. Pilen indikerer, at fleksibiliteten har ubegrænset varighed og denne konkrete type af forbrug kan dermed ikke være årsag til elmangel.

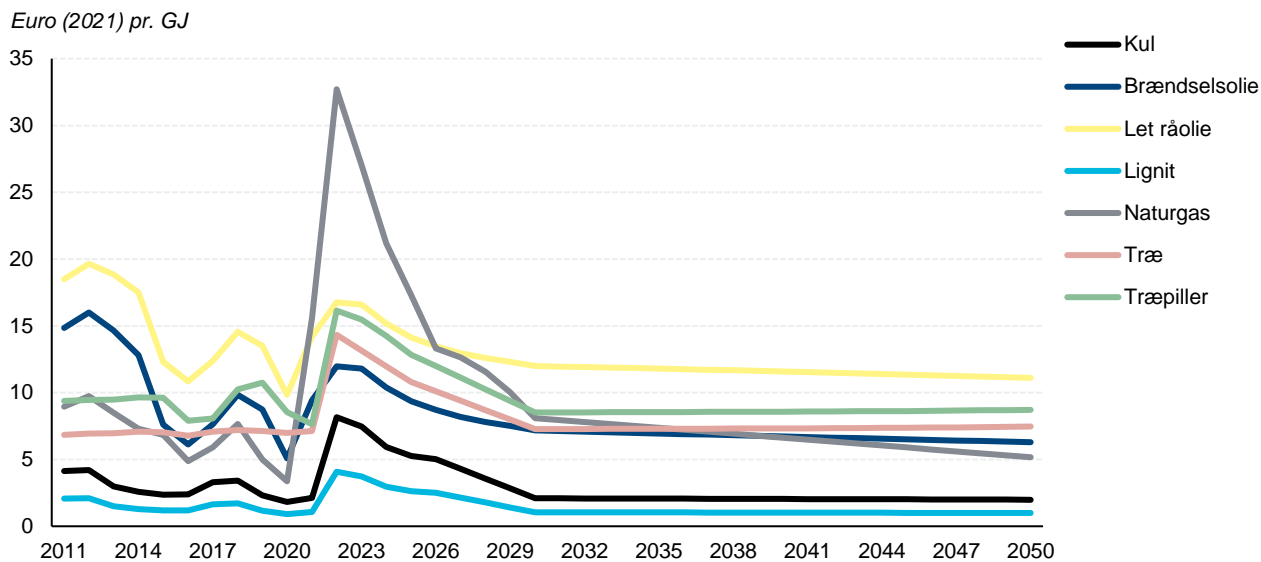
Anm. 2: Flexibiliteten for opvarmning har to forskellige trin. Det skyldes, at elforbrug til fjernvarme (den største andel) har ubegrænset varighed, mens den individuelle opvarmning kun kan strækkes i to timer.

Anm. 3: Vehicle-to-grid er ikke afspejlet på figuren.

Kilder: Klimarådet og Ea Energianalyse.

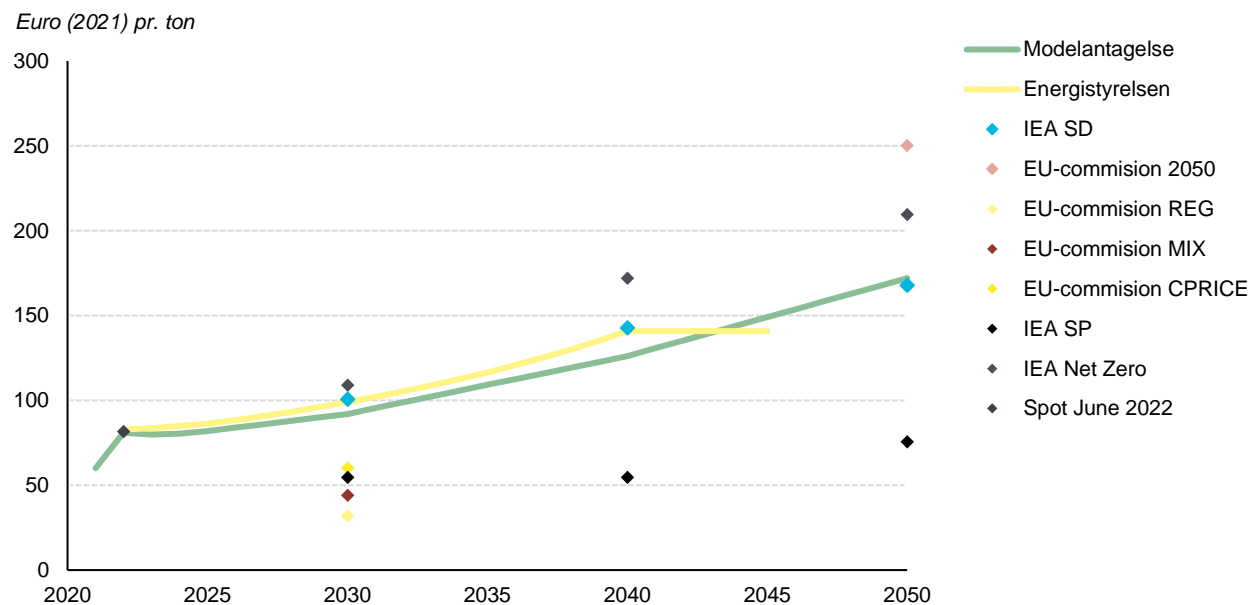
3.5 Brændselspriser og CO₂-kvoteprisen

Figur 3.3 og 3.4 viser de anvendte brændselspriser og CO₂-kvoteprisen i analysens simuleringer.



Figur 3.3 Brændselspriser i modellen

Kilder: Klimarådet og Ea Energianalyse.



Figur 3.4 CO₂-kvoteprisen i modellen sammenlignet med andre projektioner

Kilder: Klimarådet og Ea Energianalyse.

Klimarådet.

Referencer

¹ ENTSO-E, *Pan-European Climatic Database (PECD)*, 2021 (<https://zenodo.org/record/7224854#.ZAmhiHbMKUk>)