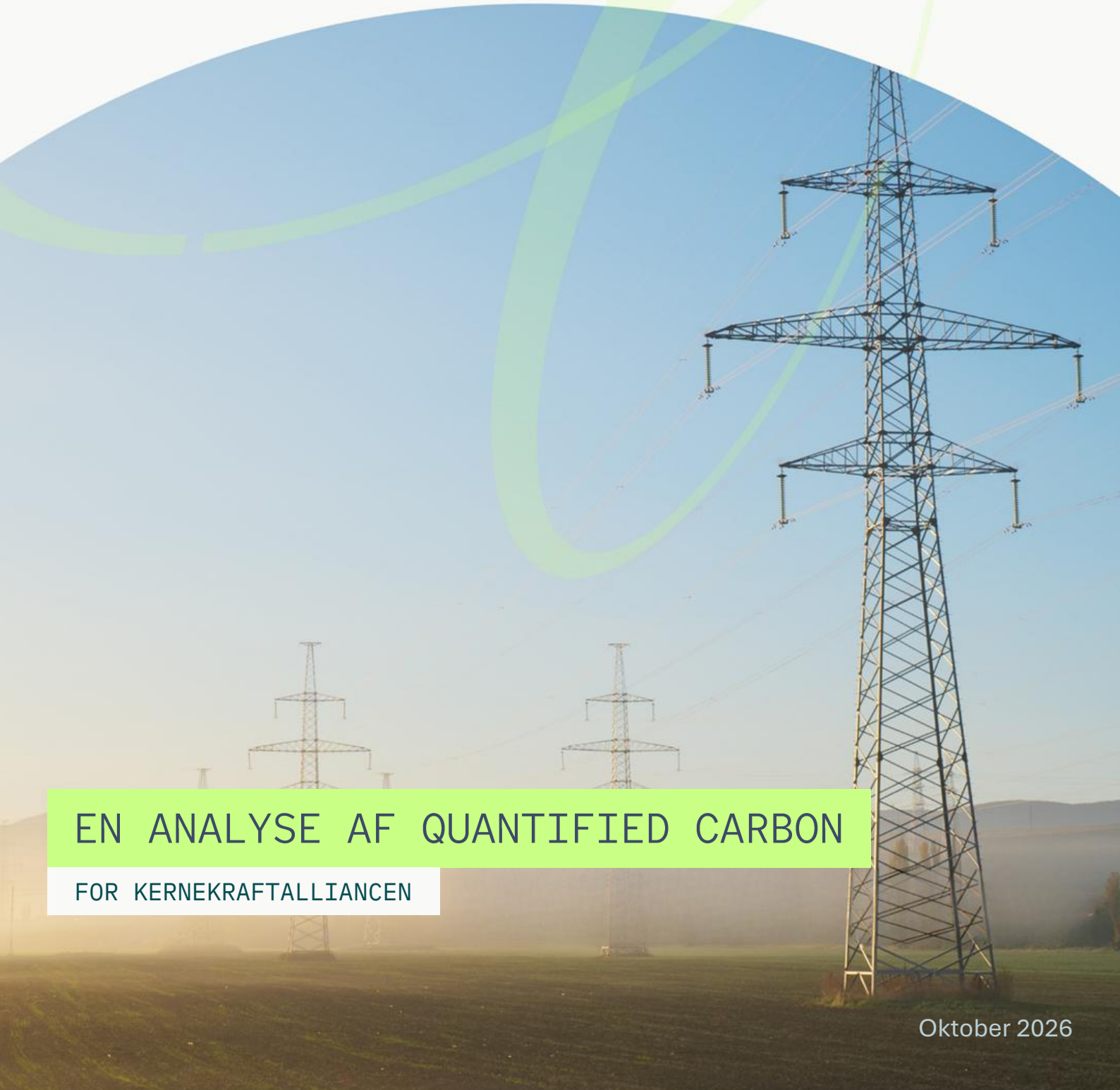
Quantified Carbon

Danmarks elforsyning i 2050

En vurdering af klimaneutrale elsystemer

FORKORTET VERSION



EN ANALYSE AF QUANTIFIED CARBON

FOR KERNEKRAFTALLIANCEN

Oktober 2026

OM DENNE PUBLIKATION

Denne rapport er udarbejdet af Quantified Carbon (QC) for Kernekraftalliancen. Rapportens analytiske ramme, scenariedesign, modellering og konklusioner er forfatternes egne. Den danske version er oversat af Kernekraftalliancen på baggrund af den forkortede engelske originalrapport. Ved eventuelle forskelle mellem de to sprogversioner skal den engelske original lægges til grund.

Analysen udgives i to versioner. Den fulde rapport indeholder den detaljerede gennemgang af metode, forudsætninger og resultater samt alle bilag. Den henvender sig til læsere, der vil undersøge analysen i detaljer. Denne forkortede version præsenterer hovedresultaterne og deres betydning for politiske beslutninger og henviser til den fulde rapport for uddybning.

Quantified Carbon

DANISH NUCLEAR ALLIANCE

OM QUANTIFIED CARBON

Vi er en international rådgivningsvirksomhed. Vi løser komplekse problemer og bruger modellering og optimering til at understøtte reduktionen af CO_2-udledninger fra energisystemer og industri. Besøg os på: quantifiedcarbon.com

FORFATTERE

Rolle	Navn
Analytiker	Michał Budzisz
Udvikler og analytiker	Daniel Cox
Analytiker	Jakub Jurasz
Projektleder	Anton Såmark-Roth

Vi takker lektor Alexander Kies (Aarhus Universitet) og professor Jonas Kristiansen Nøland (Norges teknisk-naturvidenskabelige universitet) for deres eksterne faglige gennemgang af rapporten og værdifulde perspektiver.

Resumé **5**

1 Indledning **10**

2 Analysen **12**

2.1 Formål *12*

2.2 Hvordan denne analyse supplerer andre *12*

2.2.1 EA og VTT's analyse af SMR-teknologier i Danmark 13

2.2.2 Denne analyses tilgang sammenlignet med EA-analysens 13

3 Metode **15**

3.1 Modellering *16*

3.1.1 cGrid 16

3.1.2 PyPSA – open source 17

3.2 Præoptimering af naboregioner *18*

3.3 Vejrår og vurdering af kapacitetsudbygning og effekttilstrækkelighed *19*

3.4 Scenariernes opbygning *21*

3.5 Afgrænsning og centrale modelbegrænsninger *22*

4 Forudsætninger **24**

4.1 CO_2-emissioner og råvarepriser *24*

4.2 Elforbrug og fleksibilitet *24*

4.2.1 Forbrugsscenarier 24

4.2.2 Fleksibilitetsscenarier 26

4.3 Oversigt over omkostningsforudsætninger *26*

4.3.1 Usikkerhed om teknologiomkostninger 26

4.4 Kapacitetsudbygning og eksisterende anlæg *28*

4.4.1 Udbygning af vind og sol 28

4.4.2 Eksisterende termiske kraftværker 28

5 Resultater **29**

5.1 Naboregionernes elsystem efter præoptimering 29

5.2 Fordeling af kapacitet og elproduktion 30

5.3 Kapacitetskrav 32

5.4 Produktions- og kapacitetsomkostninger 34

5.5 Elmarkedet 37

5.5.1 Gennemsnitspriser 37

5.5.2 Prisudsving 38

5.5.3 Markedsrentabilitet 38

5.6 Grad af selvforsyning 40

5.6.1 Import og importomkostninger 40

5.6.2 Gasforbrug 45

5.6.3 Forbrugsdækning under ekstreme forhold 45

5.7 Følsomhed over for elforbrug og fleksibilitet 46

5.8 Sammenligning af modeller 47

5.8.1 Sammenligning med EA-analysen 48

5.9 Omkostninger til netforstærkning 50

6 Sammenfattende analyse 51

6.1 Samlet sammenligning af scenarier 51

6.1.1 Solar-sporet 54

6.1.2 Offshore-sporet 54

6.1.3 Nuclear-sporet 54

6.1.4 Afvejning af risici og fordele 55

6.2 Forudsætninger for gennemførelse 55

6.3 Konklusion 56

Resumé

I 2025 meddelte den danske regering, at den havde til hensigt at genoverveje folketingsbeslutningen fra 1985, som udelukkede kernekraft fra dansk energiplanlægning, som led i arbejdet med et klimaneutralt dansk energisystem. Spørgsmålet rækker dog ud over kernekraft. Klimamålet kan opfyldes med flere forskellige sammensætninger af elsystemet i 2050. De kan adskille sig væsentligt i omkostningsstruktur, forsyningssikkerhed, markedsforhold, ressourcebehov og afhængighed af udviklingen i omverdenen. Analysen undersøger derfor grundlæggende forskellige klimaneutrale danske elsystemer og sammenligner deres egenskaber, afhængigheder og risici.

Kernekraftens rolle i Danmark er undersøgt i nyere videnskabelige studier[1,2] og senest i den systemanalyse, som Energistyrelsen bestilte hos EA Energianalyse og VTT[3]. EA/VTT-analysen vurderer, hvilken værdi en på forhånd fastsat kapacitet af små modulære reaktorer (SMR) tilfører elsystemet i bestemte fremtidige udviklingsforløb. Denne analyse undersøger et bredere udvalg af grundlæggende forskellige elsystemer i 2050 og varierer omkostningsforudsætningerne for alle væsentlige teknologier. Dermed belyser den mere end virkningen af at indføre kernekraft i et overvejende foruddefineret fremtidigt system. Systemomkostningerne er fortsat centrale, men analysen vurderer også selvforsyning, rentabilitet på elmarkedet, prisudsving, behov for kritiske råstoffer, behov for netudbygning og regulerbar kapacitet, som kan levere strøm efter behov. Disse egenskaber har også betydning for energipolitikken. Graden af dansk selvforsyning synliggøres især som et politisk valg frem for alene at være et implicit resultat af modellens omkostningsoptimering.

Modellen optimerer først kapaciteten i det danske elsystem ud fra et repræsentativt historisk vejrår. Derefter stresstestes de optimerede systemer med vejrforholdene fra en kold og vindfattig periode i januar 1985, som medfører en presset elforsyning. Efter behov tilføjes gasturbiner og batterier for at sikre effekttilstrækkelighed, dvs. tilstrækkelig effekt til at dække elforbruget under hensyn til produktion, lagring, import og fleksibelt forbrug. De endelige systemer simuleres med vejrdata fra 33 historiske år. Tre metodiske valg er særligt vigtige.

1. Omkostningerne ved kernekraft, vind, sol, batterier og andre væsentlige teknologier varieres efter samme princip i fem sæt omkostningsforudsætninger.

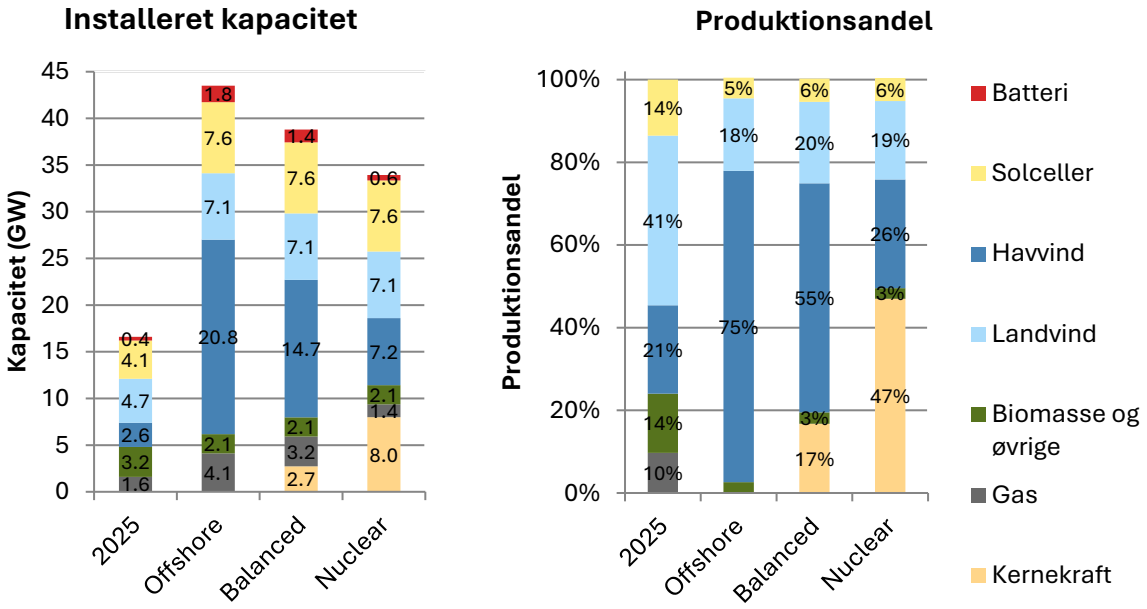
2. De europæiske nabolandes produktionskapacitet optimeres først ud fra et fælles referencescenarie og holdes derefter uændret, mens de danske alternativer sammenlignes. Dermed undgås, at modellen lader ændrede investeringer i nabolandene udligne en del af forskellen mellem danske systemvalg. Til gengæld kan beregningerne undervurdere tættere koordinering mellem landene.

[1] Thellufsen et al. (2024), Cost and system effects of nuclear power in carbon-neutral energy systems
[2] Aarflot Moen, K. et al. (2025), The Total Costs of Energy Transitions with and Without Nuclear Energy
[3] EA Energianalyse (2026), Analyse af atomkraft i Danmark

3. Quantified Carbons elmarkedsmodel cGrid bruger løbende opdaterede, kortsigtede prisprognoser til at styre energilagre og fleksibelt elforbrug. Det mindsker modellens afhængighed af antagelsen om perfect foresight (fuldt forhåndskendskab) til det kommende års produktion og elforbrug, som er almindelig i konventionelle modeller for kapacitetsudbygning. Resultaterne kontrolleres særskilt med PyPSA, en open source-model til elsystemoptimering.

Analysen sammenligner syv danske scenarier. Balanced er det fælles referencescenarie med referenceforudsætninger for teknologiomkostninger og fleksibilitet uden scenariespecifikke kapacitetsgrænser. Herfra undersøges tre udviklingsspor med fokus på henholdsvis havvind (Offshore), sol (Solar) og kernekraft (Nuclear). Hvert spor har en balanceret og en fuld variant. I de fulde Offshore- og Solar-scenarier er kernekraft udelukket på forhånd. I Nuclear-scenarierne anvendes gradvist mere gunstige omkostningsforudsætninger for kernekraft, og der tillades større udbygning. Scenarierne belyser, hvordan elsystemet ændrer sig, når centrale teknologier bliver mere eller mindre tilgængelige og konkurrencedygtige. De beskriver mulige systemer og skal ikke læses som prognoser.

Det modellerede danske elsystem vokser betydeligt. I referenceforløbet stiger elforbruget fra ca. 38 TWh i 2025 til 102 TWh i 2050. Vind er fortsat en væsentlig kilde til elproduktion i alle scenarier, mens bidragene fra de øvrige teknologier varierer betydeligt. Figur 1 sammenligner den installerede kapacitet og teknologiernes andele af elproduktionen i Offshore, Balanced og Nuclear med elsystemet i 2025. Disse tre scenarier har de mest forskellige systemsammensætninger. Solar-scenarierne ender med sammensætninger, som i højere grad ligner Offshore-sporet.



Figur 1. Installeret kapacitet (venstre) og andele af elproduktionen (højre), fordelt på teknologi i Offshore, Balanced og Nuclear samt i elsystemet i 2025. I 2025 dækker kategorien Gas over al fossil elproduktion (gas, kul og olie).

Hovedresultater

Tabellen nedenfor sammenfatter resultaterne for de tre scenarier med de mest forskellige systemsammensætninger. Offshore er mest afhængigt af vind. Balanced er referencescenariet med en varieret teknologisammensætning, mens Nuclear har den største andel regulerbar elproduktion med lave emissioner. En lys farve viser et relativt bedre resultat for den enkelte indikator, og en mørk farve et dårligere resultat. Tabellen sammenligner indikatorerne hver for sig og giver ikke en samlet bedømmelse af scenarierne.

Tabel 1. Udvalgte resultater for Offshore, Balanced og Nuclear. Negative importomkostninger betyder, at eksportindtægterne overstiger importomkostningerne. Farverne sammenligner scenarierne inden for hver indikator og udgør ikke en samlet rangordning.

Kategori	Parameter	Offshore	Balanced	Nuclear
Selvforsyning	Nettoimport-omkostninger (€/MWh)	9,0	1,8	-11,5
	Gasforbrug (TWh)	1,0	0,6	0,1
	Forbrugsdækning (%)	55	61	80
Konkurrenceevne	Systemomkostninger inkl. import (€/MWh)	78	71	69
	Omkostningsstigning (€/MWh)	26	30	40
	Gennemsnitspris (€/MWh)	73	78	72
	Prisudsving ift. Balanced	-2 %	0 %	-8 %
	Rentabilitetsgab (€/MWh)	+12,7	-1,2	+0,9
Miljø og klima	Emissioner ift. 2025	-82 %	-82 %	-82 %
	Mineralforbrug (kt) ift. Balanced	+17 %	0 %	-18 %
	Arealanvendelse ($km^2 \cdot 10^3$)	1,0	1,1	1,1
Net og drift	Omkostninger til netforstærkning (€/MWh) ift. Balanced	+28 %	0 %	-31 %
	Regulerbar kapacitet (GW) ift. Balanced	6,2 (-22 %)	8,0 (0 %)	11,4 (+43 %)

I alle modellerede scenarier falder livscyklusemissionerne med omkring 82 % i forhold til 2025. Den anvendte arealindikator viser også begrænsede forskelle, men omfatter ikke det havareal, som havvind optager. Når de samme Reference-forudsætninger for teknologiomkostninger anvendes, ligger systemomkostningerne inklusive import relativt tæt på hinanden: 78 €/MWh i Offshore, 71 €/MWh i Balanced og 69 €/MWh i Nuclear. Forskellene er større, når det gælder selvforsyning, rentabilitet på elmarkedet, behov for infrastruktur og følsomhed over for omkostningsstigninger.

Sammenlignet med Balanced er Offshore-sporet mindre følsomt over for stigende teknologiomkostninger, men har højere importomkostninger og lavere indenlandsk forbrugsdækning i timer med presset elforsyning. Forbrugsdækning er her den andel af elforbruget, de danske anlæg kan dække under de mest stressede timer. Offshore kræver desuden flere kritiske råstoffer og har et større estimeret behov for netudbygning. Hertil kommer et rentabilitetsgab (profitability gap) for systemet som helhed på omkring 13 €/MWh. Det er forskellen mellem produktions- og kapacitetsomkostningerne og indtægterne på day-ahead-markedet, hvor el handles til levering næste dag. Gabet skyldes i høj grad indtægtskannibalisering: Når mange vindmøller producerer samtidig, presses elprisen og dermed deres indtægter. Nuclear-sporet giver højere forbrugsdækning, lavere importomkostninger og gasforbrug, mindre behov for kritiske råstoffer og netudbygning samt mere regulerbar kapacitet. Den væsentligste ulempe er større følsomhed over for stigende anlægsomkostninger og risici ved projektgennemførelse.

Afvejningen mellem Offshore og Nuclear afhænger især af, hvor usikkerheden ligger. En simpel sammenligning af billige og dyre løsninger er derfor utilstrækkelig. I Nuclear-sporet ligger mere af usikkerheden på omkostningssiden, herunder anlægsomkostninger, finansiering og projektgennemførelse. I Offshore-sporet ligger mere af usikkerheden på indtægtssiden. Ved stor udbygning falder værdifaktoren (capture rate), dvs. forholdet mellem den produktionsvægtede elpris, havvind opnår, og markedets gennemsnitspris, og rentabiliteten på elmarkedet forringes. Begge spor kan kræve statslig medvirken af forskellige grunde og med forskellige virkemidler. En mere varieret teknologisammensætning som Balanced fordeler risiciene.

Solar-sporet afprøver et andet yderpunkt blandt de mulige systemsammensætninger. Selv med mere gunstige forudsætninger for sol, batterier og kortvarig fleksibilitet øger modellen kun i begrænset omfang kapaciteten i store solcelleanlæg. Når kernekraft udelukkes, bliver elsystemet i stedet mere afhængigt af vind, fleksibilitet og eludveksling med naboregioner.

Sammenligningen med EA/VTT-analysen er vigtig, fordi metodevalgene har stor betydning for resultaterne. Når kernekraft udelukkes, bliver sammensætningen af elproduktionen relativt ens i de to analyser. Når kernekraft indgår som en mulighed, bliver forskellene større. En central forskel er den pris, havvind opnår, når den fylder meget i elsystemet. Denne analyse finder værdifaktorer for havvind på omkring 75 % i Balanced og 65 % i Offshore. Den tilsvarende værdi, indirekte udledt af EA/VTT-analysen, er cirka 95 %. Analyserne bruger også lidt forskellige teknologiomkostninger og beregner forskellige gennemsnitlige elpriser. Det ændrer, hvor langt det er attraktivt at udbygge havvind sammenlignet med regulerbar elproduktion. Analyserne er derfor ikke modstridende. De belyser forskellige mulige udfald inden for usikkerheden. EA/VTT giver en detaljeret vurdering af bestemte udviklingsforløb. Denne analyse viser, at modellen vælger kernekraft ved referenceomkostninger, når flere systemsammensætninger undersøges, og rentabiliteten på elmarkedet behandles eksplicit. Kernekraft giver da fordele på flere systemindikatorer ud over de samlede omkostninger.

Danmarks omfattende udlandsforbindelser er centrale i alle scenarier. Det omkringliggende europæiske elsystem påvirker stærkt gennemsnitspriser, prisudsving og producentindtægter og begrænser dermed, hvad danske teknologivalg alene kan bestemme. Det øger betydningen af forhold, Danmark kan påvirke direkte, såsom omfanget af dansk regulerbar elproduktion, importafhængighed i pressede perioder, afhængighed af forsyningskæder for brændsel og råstoffer samt behovet for dansk netudbygning. Udlandsforbindelserne har fortsat stor værdi, men afhængigheden af nabolandenes regulerbare kapacitet er et strategisk valg. Elforbrugets vækst påvirker også udviklingssporenes relative værdi. Kernekraft spiller en større rolle i følsomhedsberegningen med højt forbrug og en mindre rolle ved lavt forbrug, mens havvind har større relativ værdi ved lavere dansk elforbrug.

Betydning for beslutningstagere

1. **Selvforsyning bør indgå som et selvstændigt politisk valg.**
   Scenarierne viser væsentlige forskelle i importafhængighed, gasforbrug og indenlandsk forbrugsdækning under perioder med en presset elforsyning. Et klimaneutralt dansk elsystem uden kernekraft er muligt i modellen, men teknologivalgene påvirker afhængigheden af nabolandene. Det ønskede niveau af selvforsyning bør derfor behandles særskilt i den politiske beslutningsproces.

2. **Teknologierne har forskellige tidshorisonter, og deres værdi afhænger af elforbruget.** Havvind bygger på eksisterende danske industrielle kompetencer og kan lettere udbygges på kort sigt. Kernekraft kræver opbygning af regulatoriske og industrielle kompetencer samt en kvalificeret arbejdsstyrke og er derfor primært en mulighed på længere sigt. Kernekraftens relative værdi stiger i følsomhedsberegningen med højere elforbrug, mens havvind har større relativ værdi ved lavere elforbrug.

3. **Begge udviklingsspor kræver politiske rammer, der håndterer deres forskellige risici.** Kernekraft er mere følsom over for risici ved anlægsomkostninger og projektgennemførelse, mens en meget omfattende havvindudbygning er mere følsom over for usikre markedsindtægter og indtægtskannibalisering. Begge spor kan derfor kræve statslig medvirken af forskellige grunde og med forskellige virkemidler.

4. **En varieret teknologisammensætning mindsker sårbarheden, hvis et af sporene ikke udvikler sig som forventet.**
   En varieret teknologisammensætning som i Balanced-scenariet fordeler risiciene. Systemet får mindre gevinst, hvis kernekraft eller havvind udvikler sig mere gunstigt end forventet, men bliver også mindre sårbart, hvis et af sporene ikke udvikler sig som forudsat.

Analysen søger ikke at udpege én optimal sammensætning af elsystemet. Den synliggør, hvad de forskellige udviklingsspor kræver, hvilke egenskaber de giver systemet, og hvor usikkerhederne og afhængighederne ligger. Det er beslutningstagerne, der skal vælge og prioritere mellem sporene.

1 Indledning

Kernekraftens fremtidige rolle er blevet et stadig mere fremtrædende emne i europæisk energipolitik sideløbende med den fortsatte debat om den rette balance mellem variabel vedvarende energi, lagring, forbrugsfleksibilitet og regulerbar elproduktion. I Danmark har kernekraft været udelukket fra energiplanlægningen siden 1985. De seneste politiske drøftelser har genåbnet spørgsmålet om, hvorvidt kernekraft bør indgå i landets langsigtede energiplanlægning. Spørgsmålet indgår i en bredere opgave med at afklare, hvordan et væsentligt større og klimaneutralt dansk elsystem bør være sammensat i 2050.

Klimamålet kan opfyldes med forskellige kombinationer af vind, sol, kernekraft, energilagring, fleksibelt elforbrug og eludveksling med udlandet. Kombinationerne giver imidlertid forskellige omkostningsstrukturer, markedsforhold, behov for infrastruktur og afhængigheder. Med en tidshorisont frem mod 2050 er disse forskelle vigtige. De politiske beslutninger, der træffes i dag, kan holde fremtidige muligheder åbne eller lukke dem, længe før det vides, hvordan elsystemet ender med at blive sammensat.

Denne rapport er udarbejdet af Quantified Carbon (QC) på bestilling fra Kernekraftalliancen. Rapportens analytiske ramme, scenariedesign, modellering og konklusioner er forfatternes egne. Quantified Carbon[4] er en international rådgivningsvirksomhed, der modellerer og analyserer, hvordan energisystemer og industri kan reducere deres CO_2-udledning. Nyere arbejde omfatter elsystemanalyser for Sverige, Tyskland, Polen og Finland[5,6,7,8,9]. Bidrag fra dette arbejde er anvendt af den svenske regering i udformningen af national energipolitik, citeret i Europa-Kommissionens Nuclear Illustrative Programme (PINC) og anvendt i arbejde for FN's Økonomiske Kommission for Europa (UNECE)[10]. Denne analyse anvender de tidligere studiers modelleringsværktøjer og analytiske metoder på det danske elsystem i 2050.

Analysen adskiller sig fra studier, der undersøger virkningen af at føje én teknologi til et i øvrigt fastlagt fremtidigt elsystem. Her undersøges flere grundlæggende forskellige sammensætninger af elsystemet, som vurderes ud fra flere kriterier end omkostninger. Hovedscenarierne varierer teknologiomkostningerne og den fleksibilitet, som understøtter de enkelte teknologier. Vurderingen omfatter systemomkostninger, markedspriser og rentabilitet, selvforsyning, effekttilstrækkelighed, behov for kritiske råstoffer, estimerede omkostninger til netforstærkning og regulerbar kapacitet. Formålet er at belyse de afvejninger og afhængigheder, der følger af forskellige systemvalg, uden at udpege ét udviklingsforløb som det billigste.

---

[4] https://www.quantifiedcarbon.com/
[5] Quantified Carbon (2023), Nordic Power Systems for a Competitive and Sustainable Economy
[6] Quantified Carbon (2025), Swedish power systems robust for 300 TWh
[7] Quantified Carbon (2024), Power System Expansion Poland
[8] Quantified Carbon (2025), Role of Nuclear in Germany's Decarbonisation
[9] Quantified Carbon (2025), Power System Expansion Germany
[10] Quantified Carbon (2025), Understanding the Full System Costs of the Electricity System.

Rapportens afgrænsning er vigtig for fortolkningen. Analysen beskriver det danske elsystem i 2050 og følger ikke omstillingen år for år fra i dag. Kapaciteten i de europæiske nabolande optimeres først og holdes derefter uændret i de danske scenarier. Det danske elnet modelleres ikke med en detaljeret beskrivelse af hvert netknudepunkt. Tilfældige driftsudfald, balancemarkeder og flere systemydelser indgår heller ikke. Disse begrænsninger behandles i afsnit 3.5 og skal tages i betragtning, når resultaterne bruges til at træffe beslutninger om gennemførelse.

Resten af rapporten er opbygget som følger. Afsnit 2 beskriver analysens formål og forklarer, hvordan den supplerer den nyere analyse fra EA Energianalyse og VTT udarbejdet for Energistyrelsen. Afsnit 3 gennemgår modelberegningernes trin, præoptimering af naboregioner, brugen af vejrår, scenarierne og de centrale modelbegrænsninger. Afsnit 4 beskriver forudsætningerne for elforbrug, fleksibilitet, teknologiomkostninger og udbygningsgrænser. Afsnit 5 præsenterer hovedresultaterne for kapacitet og elproduktion, effekttilstrækkelighed, systemomkostninger, elmarked og selvforsyning. Det omfatter også følsomhedsberegninger, sammenligning med EA/VTT-analysen og estimerede omkostninger til netforstærkning. Afsnit 6 sammenholder resultaterne og diskuterer de bredere risici, afhængigheder og politiske afvejninger, som modellen kun delvist belyser.

2 Analysen

2.1 Formål

Det overordnede spørgsmål, der har været styrende for arbejdet, er:

FORMÅL:

Analysen kombinerer modelberegninger og scenarier for at undersøge alternative klimaneutrale danske elsystemer i 2050. Den sammenligner forskellige kombinationer af blandt andet vind, sol og kernekraft for at vurdere, hvordan elsystemet kan blive omkostningseffektivt, bæredygtigt og robust.

Formålet er at skabe et gennemskueligt, teknologineutralt og analytisk funderet grundlag for politiske drøftelser om den langsigtede udvikling af Danmarks energisystem.

2.2 Hvordan denne analyse supplerer andre

En væsentlig motivation for denne analyse er behovet for flere energisystemanalyser, der undersøger kernekraftens rolle i Danmark. Der er dog allerede bidrag til dette område, herunder to nyligt offentliggjorte videnskabelige artikler. Efter den danske regerings udmelding om en undersøgelse af kernekraftens rolle i Danmark har Energistyrelsen desuden offentliggjort en analyse udarbejdet af EA Energianalyse og VTT[11].

Thellufsen et al. (2024) [12] sammenligner forskellige sammensætninger af et klimaneutralt dansk energisystem baseret på vedvarende energi og kernekraft og finder, at systemerne baseret på kernekraft er dyrere. Aarflot Moen et al. (2025)[13], et hold norske forskere fra NTNU, undersøger spørgsmålet på ny med en mere omfattende følsomhedsanalyse af omkostningerne ved kernekraft og vedvarende energi samt betydningen af forskellige vejrforhold. De finder omvendt begrænsede omkostningsforskelle mellem systemer med og uden kernekraft. Det understreger usikkerheden forbundet med omkostningsoptimering, hvilket også er en konklusion i vores arbejde[14].

Denne analyse adskiller sig samtidigt fra Aarflot Moen et al. (2025) ved at se ud over omkostningerne og give en gennemsigtig vurdering af systemets bredere egenskaber og funktion. Det skaber grundlag for indsigter med større relevans for politiske beslutninger.

[11] EA Energianalyse (2026), Analyse af atomkraft i Danmark
[12] Thellufsen et al. (2024), Cost and system effects of nuclear power in carbon-neutral energy systems
[13] Aarflot Moen, K. et al. (2025), The Total Costs of Energy Transitions with and Without Nuclear Energy
[14] Quantified Carbon (2025), Swedish power systems robust for 300 TWh

2.2.1 EA og VTT's analyse af SMR-teknologier i Danmark

Efter den danske regerings beslutning om at vurdere kernekraftens potentielle rolle i Danmark udbød Energistyrelsen en energisystemanalyse[15]. Den endelige rapport fra EA Energianalyse og VTT[16] fremhæver tilsvarende "SMR-teknologiens muligheder og begrænsninger ift. indpasning i et fremtidigt dansk energisystem domineret af sol og vind".[17]

Med denne problemstilling undersøges først og fremmest virkningen af at indføre en bestemt teknologi i et fremtidigt energisystem, hvis øvrige sammensætning ligger som en underforstået forudsætning. Analysen fokuserer dermed på den ændring, det giver at tilføje en ny produktionsteknologi, og på samspillet med de markedsaktører og strukturer, der allerede indgår.

Denne tilgang er særligt velegnet til analyser med en kortere tidshorisont, hvor en større del af udviklingen i investeringer, infrastruktur og politik allerede ligger fast. Frem mod 2050 er elsystemets sammensætning endnu ikke bestemt af tidligere beslutninger, og flere grundlæggende forskellige systemer kan stadig realiseres. Klimamålet kan opfyldes med forskellige kombinationer af produktion, fleksibilitet og infrastruktur og med forskellige forløb for elforbruget. Det kan give forskellige omkostningsstrukturer, risici og grader af robusthed.

En velfunderet langsigtet energipolitik har derfor gavn af, at de mulige fremtidige sammensætninger af elsystemet afklares, før de enkelte teknologiers rolle vurderes.

På denne baggrund anlægger Quantified Carbon et langsigtet og teknologineutralt perspektiv med det formål, der er beskrevet i afsnit 2.1.

2.2.2 Denne analyses tilgang sammenlignet med EA-analysens

Selv om problemstillingen fastlægger visse analytiske grænser, giver EA Energianalyse og VTT's analyse væsentlig indsigt i kernekraftens potentielle rolle i Danmark[18]. Den er den hidtil mest omfattende systembaserede vurdering i en dansk kontekst.

EA/VTT kombinerer en detaljeret gennemgang af SMR-teknologier med modelberegninger i Balmorel for et stort europæisk område. Analysen omfatter samspillet med varme og brint, udbygning af vind og sol, fleksibelt elforbrug, tre danske forbrugsforløb og flere forudsætninger for kernekraftens omkostninger. Investeringerne beregnes i femårige trin fra 2025 til 2050. SMR-kapaciteter på 600 MW og 1.500 MW fastsættes på forhånd som input til modellen. Derefter optimeres resten af systemet

[15] Energistyrelsen (2025-2026): Opgavebeskrivelse vedr. levering af analyse af SMR teknologiers indpasning og effekter i det danske energisystem
[16] EA Energianalyse (2026), Effects and value of SMR technologies in the Danish energy system
[17] EA Energianalyse (2026), Analyse af SMR-teknologiers indpasning og effekter i det danske energisystem
[18] EA Energianalyse & VTT (2026), Effects and value of SMR technologies in the Danish energy system

igen, og værdien af SMR-kapaciteten vurderes i forhold til et referencesystem uden kernekraft.

Denne analyse supplerer EA/VTT's analyse af udviklingsforløb på tre områder. Den undersøger flere grundlæggende forskellige sammensætninger af elsystemet i 2050, varierer omkostningsforudsætningerne for alle væsentlige teknologier og sammenligner de danske valg med samme system i nabolandene, fastlagt i præoptimeringen. Derudover vurderes systemomkostningerne sammen med selvforsyning, elpriser og prisudsving, rentabilitet på elmarkedet, forbrug af kritiske råstoffer, estimeret behov for netudbygning og regulerbar kapacitet. Tabel 2 sammenfatter de væsentligste forskelle.

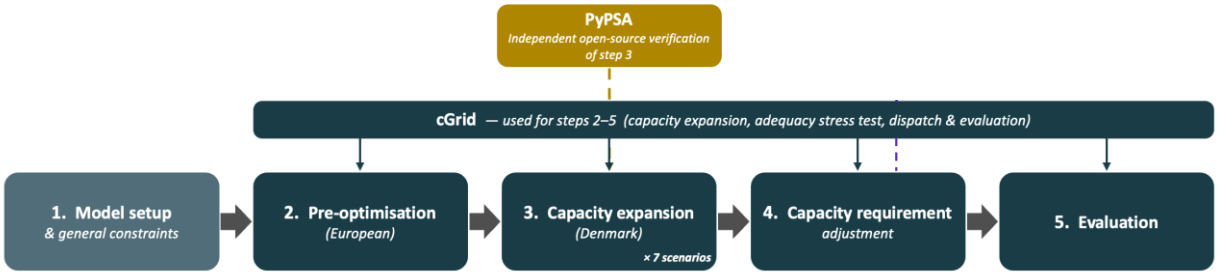
Tabel 2. Væsentlige forskelle mellem analysen fra EA Energianalyse og VTT (2026)[19] og denne analyse fra Quantified Carbon.

Aspekt	EA Energianalyse og VTT's analyse (2026)	Quantified Carbons analyse
Analysens hovedspørgsmål	Virkninger og systemværdi af en på forhånd fastsat SMR-kapacitet i bestemte fremtidige udviklingsforløb	Egenskaber og afvejninger ved grundlæggende forskellige klimaneutrale elsystemer i 2050
Tidsperspektiv	Analyse af udviklingsforløb	Analyse af sluttilstanden i 2050
Vejrår	Kapacitetsudbygning baseret på vejråret 2014	Kapacitetsudbygning baseret på vejråret 1991; effekttilstrækkelighed dimensioneret ud fra vejråret 1985; evaluering på 33 vejrår
Kapacitet i nabolandene	Samlet optimering af regionernes kapacitetsudbygning	Optimeres først i et referencescenarie og holdes derefter uændret, mens den danske kapacitet optimeres
Usikkerhed om teknologi-omkostninger	Flere forudsætninger for kernekraftens omkostninger; de øvrige teknologiers omkostningsudvikling er overvejende fastlagt	Omkostningsforudsætningerne varieres for alle væsentlige teknologier
Variation i elforbrug	Tre væsentligt forskellige danske forbrugsscenarier	Fokus på 102 TWh med følsomhedsberegninger for 64 TWh og 138 TWh
Kriterier for vurderingen	Bred opgørelse af systemomkostninger i økonomisk værdi, herunder balancering, elnet og mekanismer til at sikre effekttilstrækkelighed	Systemomkostninger samt yderligere indikatorer for priser, prisudsving, selvforsyning, ressourcer og driftsmæssige overvejelser

[19] EA Energianalyse & VTT (2026), Effects and value of SMR technologies in the Danish energy system

3 Metode

Analysen følger de fem trin, der er vist i figur 2. Fra præoptimeringen til den afsluttende vurdering (trin 2–5) bruges cGrid, Quantified Carbons egenudviklede elmarkedsmodel for kapacitetsudbygning og drift. Resultaterne af kapacitetsudbygningen (trin 3) kontrolleres særskilt med PyPSA, en open source-model. De to modelværktøjer præsenteres nærmere i afsnit 3.1.



Figur 2. De overordnede trin i modelberegningerne.

De fem trin beskrives nedenfor.

Trin 1: Modelopsætning fastlægger de fælles forudsætninger og generelle begrænsninger som grundlag for de efterfølgende trin. Det omfatter CO_2- og råvarepriser, el- og varmeforbrug, forbrugsfleksibilitet og teknologiomkostninger. Desuden fastlægges den eksisterende termiske kapacitet samt grænser for udbygning af havvind og solceller på boliger. Disse forhold er input til modellen og beskrives i afsnit 4.

Trin 2: Præoptimering fastlægger en bestemt europæisk sammensætning af elproduktion og energilagring givet antagne eltransmissionskapaciteter mellem landene. Dette sikrer, at forskelle i resultaterne mellem scenarierne afspejler valg truffet for det danske system snarere end variationer i det omkringliggende europæiske system. Begrundelsen for denne tilgang beskrives i afsnit 3.2, og resultaterne præsenteres i afsnit 5.1.

Trin 3: Optimering af kapacitetsudbygningen udføres for det danske elsystemsmix i de syv hovedscenarier. De bygger på tre udviklingsspor med fokus på henholdsvis kernekraft, havvind og sol. Ændrede forudsætninger om teknologiomkostninger og forbrugsfleksibilitet gør det muligt at undersøge grundlæggende forskellige sammensætninger af elsystemet. Scenarierne beskrives i afsnit 3.4.

Trin 4: Justering af kapacitetskravet supplerer hvert af de syv optimerede systemer fra trin 3 efter behov med gasfyrede spidslastanlæg og batterier, så de opfylder kravene til effekttilstrækkelighed. Vurderingen bygger på én periode med presset elforsyning i vejråret 1985.

Trin 5: De syv endelige danske elsystemer vurderes ud fra fire dimensioner: omkostninger og økonomi, forsyningssikkerhed, miljø og ressourcer samt systemintegration. Resultaterne præsenteres i afsnit 5 og 6.

3.1 Modellering

3.1.1 cGrid

Mange langsigtede analyser af kapacitetsudbygning bruger lineære modeller, der finder den billigste løsning under antagelsen om fuldt forhåndskendskab (perfect foresight). Modellen kender da hele tidsserien for vejrafhængig elproduktion og elforbrug. Det kan give en for optimistisk planlægning af energilagre og fleksibelt forbrug og undervurdere, hvordan markedsforhold og prisdannelse påvirker investeringsincitamenterne. Vi supplerer derfor den konventionelle kapacitetsmodellering med trin, der skal give en mere realistisk og politisk relevant vurdering.

For det første afprøves de mulige elsystemer i 2050 med vejrforholdene fra flere historiske år i stedet for kun ét "typisk" år. Det gør det muligt at sætte tal på robustheden over for variation fra år til år og finde problematiske kombinationer af vejrforhold. Det kan eksempelvis være perioder, hvor lav vindproduktion falder sammen med reduceret vandtilstrømning til vandkraftanlæg. Sådanne forhold kan påvirke priser, effekttilstrækkelighed og værdien af forskellige teknologier væsentligt. I et nordisk casestudie af Quantified Carbon og flere nordiske forskere (Cox et al., 2026)[20] demonstreres metoden ved at beregne resultaterne for 33 historiske vejrår (1983-2015).

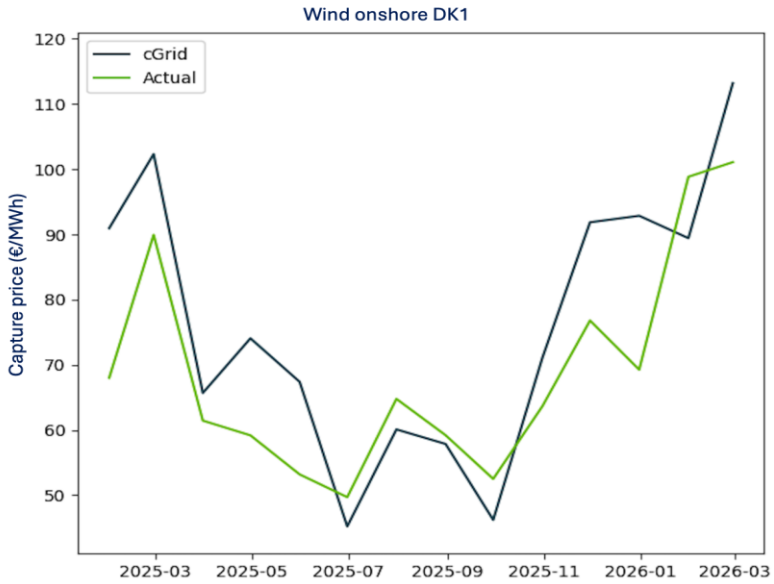
For det andet bruger vi vores egenudviklede ikke-lineære elmarkedsmodel cGrid til at begrænse betydningen af antagelsen om fuldt forhåndskendskab inden for beregningsåret. I konventionelle udbygningsmodeller planlægges brugen af lagre og fleksible anlæg typisk med kendskab til hele det kommende år. cGrid baserer i stedet drifts- og budbeslutningerne for anlæg og elforbrug, der reagerer på priserne, på kortsigtede prisprognoser, som løbende opdateres. Cox et al. (2026) beskriver en validering af cGrid mod historiske data.[21]

Danmark har en stor andel vindkraft, tætte forbindelser til de europæiske elmarkeder og stigende interesse for kort- og langvarig fleksibilitet, eksempelvis Power-to-X (PtX), herunder brintproduktion, og batterier. De beskrevne metoder gør det praktisk muligt at stressteste politisk relevante spørgsmål om robusthed, prisudsving og forsyningssikkerhed. De bidrager også til at sikre, at vurderingens konklusioner ikke afhænger af ét enkelt vejrår eller af et urealistisk forhåndskendskab. Selve kapaciteterne dimensioneres dog ud fra vejråret 1991.

[20] Cox et al. (2026) Strategic capacity expansion planning in hydro-dominated power systems: Insights from the Nordics

[21] Cox et al. (2026) Strategic capacity expansion planning in hydro-dominated power systems: Insights from the Nordics

De priser, vindmøllerne opnår på elmarkedet, påvirker deres rentabilitet. Den opnåede elpris (capture price) er markedsprisen vægtet med produktionen i de enkelte timer. Det er derfor vigtigt at forstå virkningen af en voksende vindkapacitet både for udbygningen på kort sigt og for den langsigtede planlægning. Figur 3 sammenligner de observerede og modellerede opnåede elpriser for landvind i DK1 måned for måned.



Figur 3. Observerede og modellerede opnåede elpriser for landvind i DK1, opgjort månedligt fra 2025 til begyndelsen af 2026.

3.1.2 PyPSA – open source

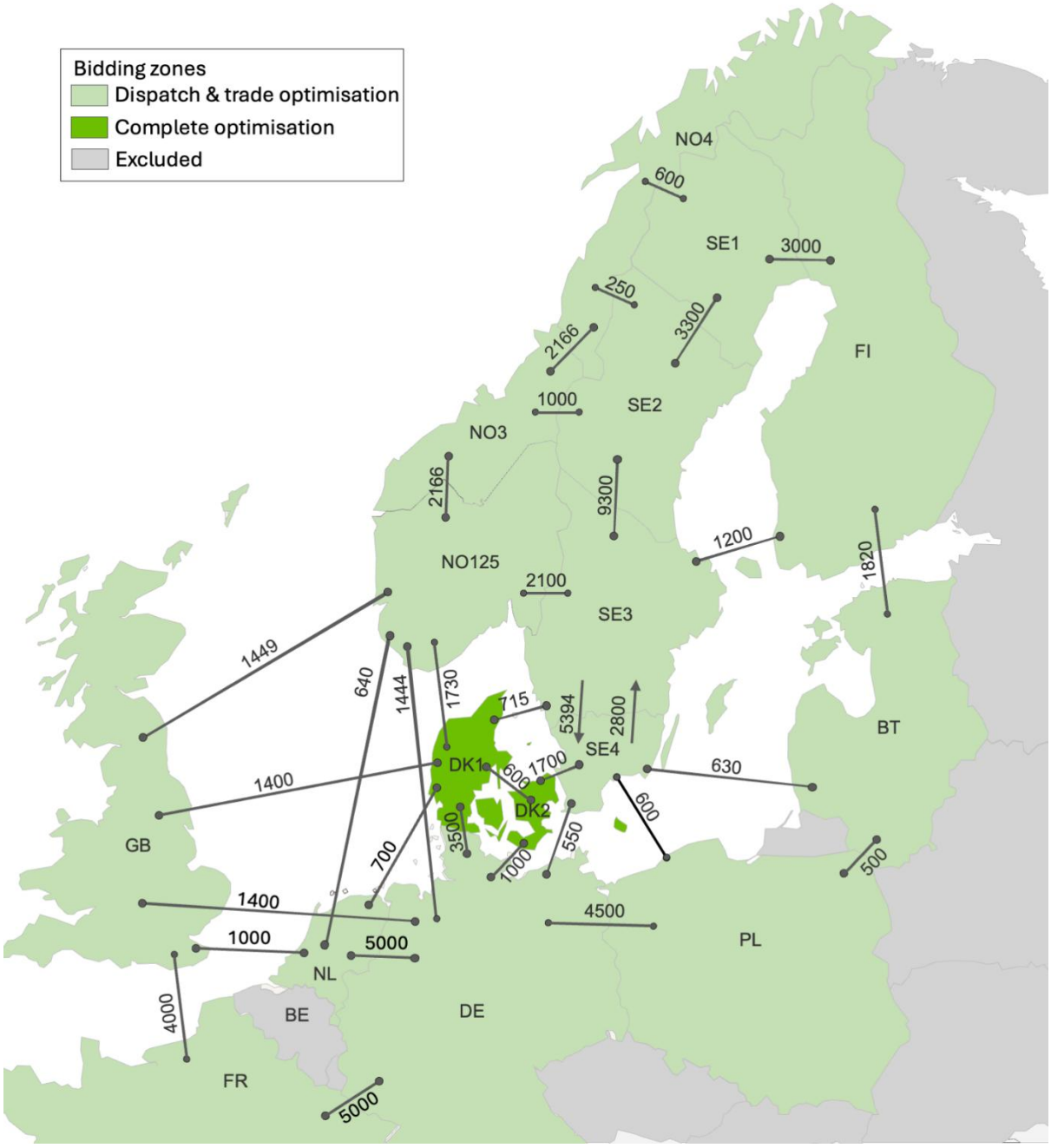
cGrids metode er som nævnt kontrolleret særskilt med PyPSA[22] (Python for Power System Analysis), et open source-værktøj til optimering af store elsystemer og systemer med flere energiformer. PyPSA kan optimere både kapacitetsudbygning og drift i samme model og er derfor særligt velegnet til langsigtede analyser af reduktioner i CO_2-udledningen. Værktøjet bruges bredt i både forskning og analyser til brug for energipolitiske beslutninger, især i europæisk systemmodellering[23,24].

cGrid er ikke en open source-model. PyPSA gør det derfor muligt at kontrollere resultaterne for kapacitetsudbygning på et gennemskueligt grundlag og arbejde videre med modellen efter denne analyse. PyPSA-modellens geografiske afgrænsning, beskrivelse af de enkelte anlæg og øvrige komponenter samt den iterative beregningsproces, hvor beregningerne gentages frem mod en løsning, er dokumenteret i afsnit 3.1.2.2–3.1.2.7 og figur 6–8 i den fulde rapport.

[22] https://pypsa.org/
[23] Brown et al. (2018) Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European Energy System
[24] Victoria et al. (2019) The role of storage technologies throughout the decarbonisation of the sector-coupled European energy system

3.2 Præoptimering af naboregioner

Figur 4 viser de regioner og transmissionskapaciteter, der indgår i modellen. I forhold til 2025 forudsættes et begrænset antal nye eller forstærkede elforbindelser mellem EU-landene. Forudsætningerne for forbindelsernes kapacitet fremgår af afsnit 3.2 og tabel 3 i den fulde rapport.



Figur 4. Modellens geografiske afgrænsning og regionernes behandling i optimeringen. Linjerne viser forbindelserne mellem regionerne, og tallene angiver deres nettooverførselskapacitet (NTC) i MW for modelåret 2050. NO125 samler zonerne NO1, NO2 og NO5, mens BT samler de baltiske zoner. Spanien indgår også i modellen, selv om landet ikke er vist i figuren.

International elhandel indgår ved, at vi fastlægger de nødvendige modelinput for alle områder uden for Danmark: installeret produktionskapacitet fordelt på teknologi samt elforbrug og forbrugsfleksibilitet. Det danske elsystem er lille og påvirkes derfor i høj grad af forudsætningerne for nabolandenes fremtidige elsystemer. Vi fastlægger først nabolandenes produktionskapacitet gennem en fælles præoptimering og bruger derefter resultatet i de danske scenarier. Alle landes kapaciteter optimeres således ikke på ny i hvert dansk scenarie. Det undgår en antagelse om, at nabolandene altid tilpasser deres produktionskapacitet optimalt til det konkrete danske teknologivalg.

Præoptimeringen tager udgangspunkt i Balanced-scenariet. For kernekraft, landvind og gaskraft med CO_2-fangst sættes kapacitetsgrænser ud fra det enkelte lands energipolitik. Sol og havvind kan udbygges frit, så længe det er økonomisk rentabelt, da arealkonflikter er lettere at håndtere for disse energikilder. De elsystemer, som optimeringen resulterer i, bruges derefter i alle analysens scenarier.

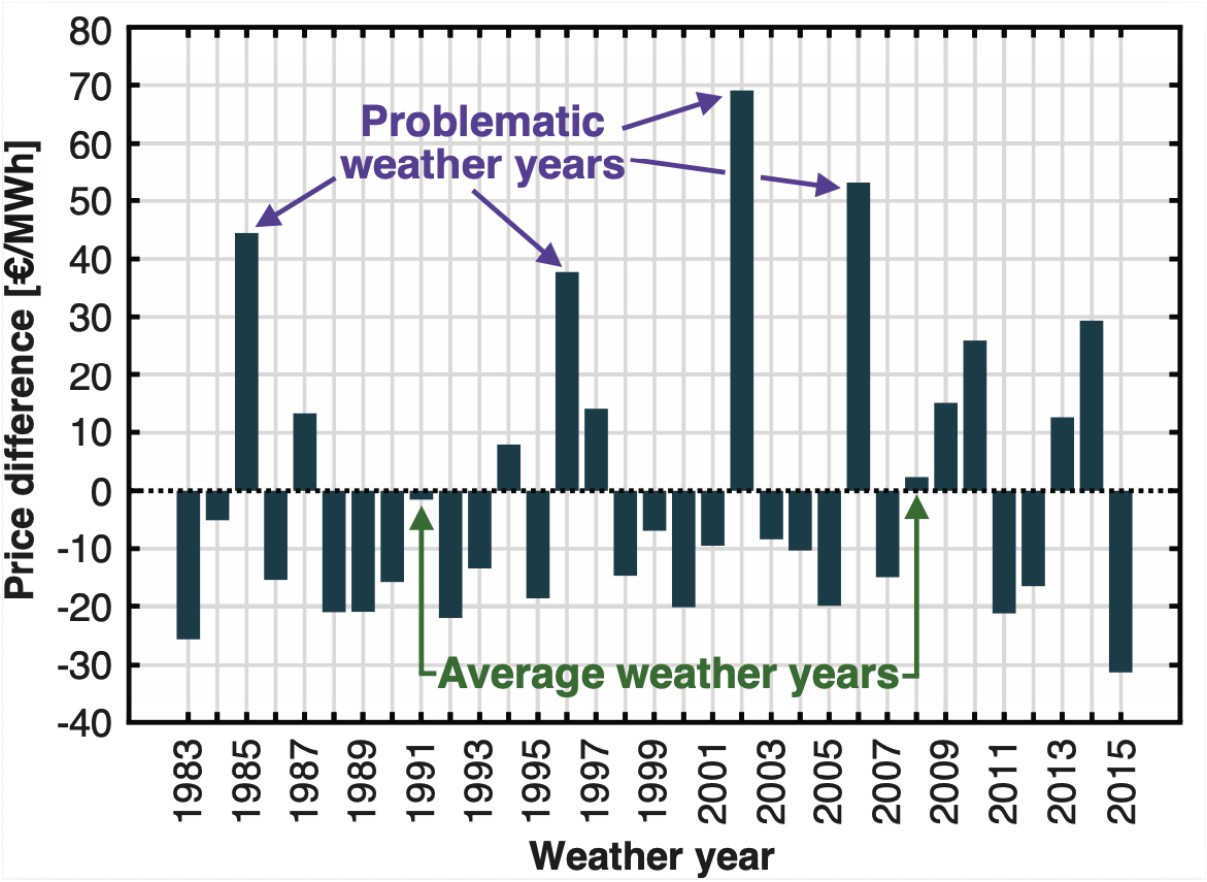
Et alternativ ville være at optimere kapacitetsudbygningen i alle lande samlet. Det kunne vise mulige gevinster ved koordinering mellem Danmark og andre lande. Hvis Danmark eksempelvis får en lav andel regulerbar elproduktion, kan det være mere rentabelt for nabolandene at investere i sådan produktion, og omvendt. Forskellene mellem scenarierne ville dermed blive mindre, fordi nabolandene kunne kompensere for Danmarks valg.

En samlet optimering af alle landes kapacitetsudbygning kan imidlertid overvurdere, hvor meget nabolandene vil tilpasse sig danske valg. Energipolitik og investeringsbeslutninger fastlægges nationalt og følger ikke én fælles europæisk optimering. Derfor fastholder vi nabolandenes kapacitet, så alle danske scenarier sammenlignes med det samme omgivende elsystem. Det udelukker ikke koordinering på tværs af grænserne, men betyder, at ændrede investeringer i nabolandene ikke kan udligne en del af forskellen mellem danske systemsammensætninger.

3.3 Vejrår og vurdering af kapacitetsudbygning og effekttilstrækkelighed

For at belyse variationerne i vedvarende elproduktion og elforbrug fra år til år bruger analysen vejrdata fra 33 år i perioden 1983–2015[25],[26]. Sådanne variationer har stor betydning i elsystemer med en høj andel variabel vedvarende elproduktion. Værktøjet Weather2Energy omsætter klimadata til indbyrdes konsistente tidsserier for vind, sol og temperaturafhængigt elforbrug. Datasættet dækker mange forskellige vejrforhold, herunder ekstreme år, og gør det muligt at analysere effekttilstrækkelighed, priser og variation fra år til år.

[25] Cox et al. (2026) Strategic capacity expansion planning in hydro-dominated power systems: Insights from the Nordics
[26] Quantified Carbon (2025), Swedish power systems robust for 300 TWh.



Figur 5. Relativ afvigelse i den årlige modellerede elpris på tværs af 33 vejrår (1983–2015), beregnet som gennemsnit for alle budzoner i modellen. Baseret på evaluering af Cox et al. (2026).

Figur 5 viser, hvordan elpriserne i de anvendte vejrår afviger fra gennemsnittet for alle budzoner i modellen. Vejråret 1991 ligger tættest på gennemsnittet og bruges derfor som repræsentativt år, når kapacitetsudbygningen beregnes. Det betragtes således som et gennemsnitligt år med hensyn til vejrets påvirkning af elmarkedet. Sammenligningen gør det også muligt at finde problematiske vejrår. Årene 1985, 1996, 2002 og 2006 giver de højeste gennemsnitlige årlige elpriser. Ud over et reduceret udbud indeholder vejråret 1985 en hændelse af ét døgns varighed i slutningen af januar, hvor hele Europas elsystem er under ekstremt pres.

Analysen bruger derfor hændelsen i januar 1985 til at vurdere effekttilstrækkeligheden. Kapaciteten tilpasses, så elforbruget kan dækkes i alle de 33 simulerede vejrår. Vurderingen bygger på en fastlagt hændelse og omfatter ikke den sandsynlighedsbaserede vurdering af driftsudfald, som indgår i European Resource Adequacy Assessment (ERAA)[27]. ERAA vurderer især det forventede antal timer, hvor elforbruget ikke kan dækkes, og den forventede mængde energi, der ikke kan leveres.

[27] ENTSO-E (2025), European Resource Adequacy Assessment 2025 Edition.

ERAA arbejder med en kortere og mere afgrænset analysehorisont end denne analyse. Tilpasningen til kapacitetskravet beskrives nærmere i afsnit 5.3.

3.4 Scenariernes opbygning

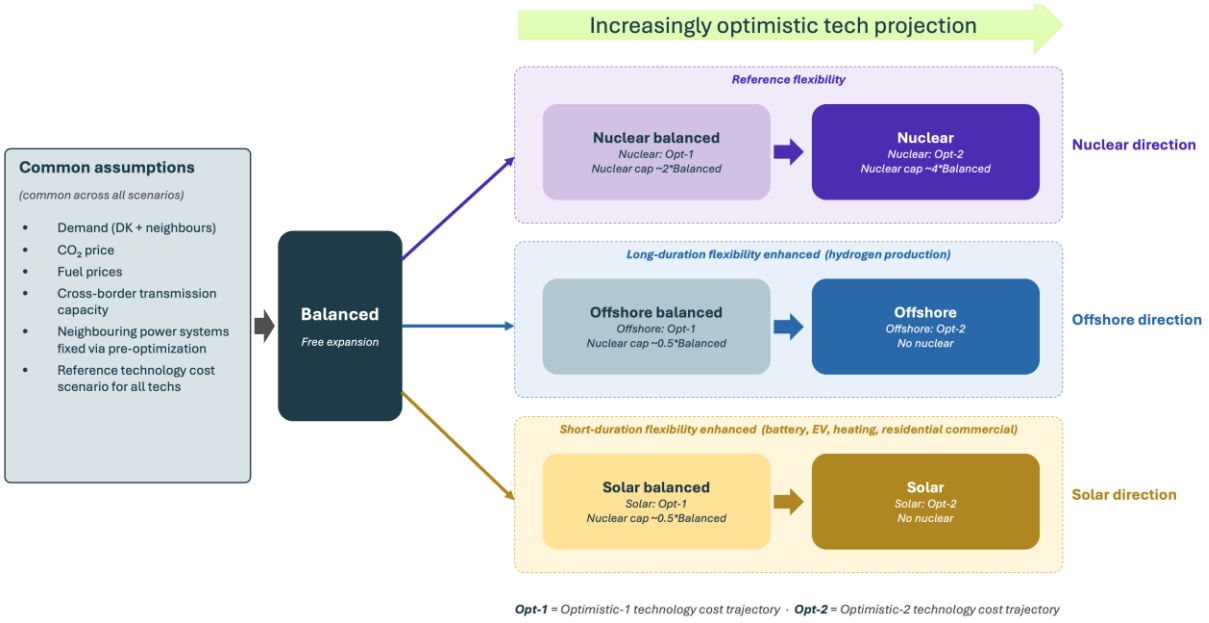
Analysen bruger syv scenarier til at undersøge forskellige udviklingsmuligheder for det danske elsystem. Scenarierne er defineret i tabel 3 og vist i figur 6.

Balanced er det fælles referencescenarie. Her anvendes referenceforudsætninger for alle teknologiomkostninger, og der er ingen scenariespecifikke kapacitetsgrænser. De fælles udbygningsgrænser, herunder cirka 7 GW landvind, gælder i alle scenarier. Det giver størst frihed til at udbygge kapaciteten. Med dette udgangspunkt undersøges tre udviklingsspor med fokus på teknologier, der potentielt kan få en grundlæggende rolle i fremtidens danske energisystem: Nuclear-sporet med kernekraft, Offshore-sporet med havvind og Solar-sporet med sol.

Udviklingssporene skal belyse egenskaberne ved og konsekvenserne af grundlæggende forskellige teknologisammensætninger. De afprøver derfor mere vidtgående muligheder end små variationer omkring Balanced og udpeger ikke det mest sandsynlige udfald. Hvert spor består af to scenarier. Den balancerede variant tager et moderat skridt mod den valgte teknologi og viser, hvordan resultaterne ændrer sig i forhold til Balanced. Den fulde variant følger denne prioritering mere konsekvent til sit yderpunkt.

For at et udviklingsspor kan fungere i stor skala, er gunstige omkostninger for den valgte teknologi ikke tilstrækkelige. Scenarierne tilpasses derfor på to områder. Teknologiomkostningerne bliver gradvist mere gunstige for den teknologi, som sporet fokuserer på: Optimistic-1 bruges i den balancerede variant og Optimistic-2 i den fulde variant (se afsnit 4.3). Desuden tilpasses forbrugsfleksibiliteten i Offshore- og Solar-sporene til teknologiernes egenskaber og systembehov. I Offshore-sporet tilpasses den langvarige fleksibilitet fra brintproduktion, mens den kortvarige fleksibilitet fra elbiler, husholdninger, erhverv og opvarmning tilpasses i Solar-sporet. Det beskrives nærmere i afsnit 4.2.2.

Kernekraftens kapacitetsgrænser behandles særskilt. Uden et loft kan modellen vælge en urealistisk stor udbygning, når omkostningsforudsætningerne bliver mere gunstige. Derfor tager lofterne i Nuclear-scenarierne udgangspunkt i den kernekraftkapacitet, som modellen vælger i Balanced med fri udbygning. Lofterne sættes til henholdsvis cirka to og fire gange kapaciteten i Balanced. I de balancerede varianter af Offshore- og Solar-sporene er loftet omtrent halvdelen af Balanced-niveauet, så kernekraftens rolle begrænses. I de fulde Offshore- og Solar-scenarier er kernekraft helt udelukket.



Figur 6. Flowdiagram for opbygning af scenarier.

Tabel 3. Forsyningsscenariernes omkostningsforudsætninger, fleksibilitet og loft for kernekraftkapacitet. Ref. = Reference; Opt.-1/-2 = Optimistic-1/-2.

Scenarie	SMR	Havvind	Sol og batteri	Forbrugsfleksibilitet	Loft
Balanced	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Intet loft
Offshore Balanced	Ref.	Opt.-1	Ref.	Optimistisk, langvarig (H_2)	~0,5 × Balanced
Offshore	—	Opt.-2	Ref.	Optimistisk, langvarig (H_2)	0
Solar Balanced	Ref.	Ref.	Opt.-1	Optimistisk, kortvarig (elbiler, opvarmning, husholdninger og erhverv)	~0,5 × Balanced
Solar	—	Ref.	Opt.-2	Optimistisk, kortvarig (elbiler, opvarmning, husholdninger og erhverv)	0
Nuclear Balanced	Opt.-1	Ref.	Ref.	Ref.	~2 × Balanced
Nuclear	Opt.-2	Ref.	Ref.	Ref.	~4 × Balanced

3.5 Afgrænsning og centrale modelbegrænsninger

Følgende begrænsninger har størst betydning for, hvordan resultaterne skal læses. De detaljerede forudsætninger og tal fremgår af afsnit 4.

- **Elsystemet i 2050.** Modellen beskriver elsystemets sammensætning i 2050 og optimerer ikke omstillingen år for år fra i dag. Den årlige udbygningsrate og begrænsninger knyttet til tilladelser, placering af anlæg og forsyningskæder indgår derfor kun indirekte gennem forudsætninger om teknologierne og grænser for deres kapacitet.

- **Det europæiske elsystem og elforbindelser.** Produktionskapaciteten i naboregionerne fastlægges ved præoptimering og er derefter den samme i alle danske scenarier. Modellen medtager kun elforbindelser mellem budzoner, og det danske transmissions- og distributionsnet modelleres ikke i detaljer.

- **Elforbrug og fleksibilitet.** Omfanget af den mulige forbrugsfleksibilitet er fastlagt som en forudsætning for beregningerne. Omkostningerne til at gøre forbruget fleksibelt og til anlæg og infrastruktur for produktion, transport og lagring af brint indgår ikke i elsystemomkostningerne.

- **De omfattede markeder.** Modellen fokuserer på markedet for el til levering næste dag, day-ahead-markedet. Kapacitetsmarkeder, balanceringsydelser og kortsigtede systemydelser som frekvensregulering og inerti optimeres ikke eksplicit.

- **Effekttilstrækkelighed.** I forbindelse med kapacitetstilpasningen afprøves de modellerede systemer med data fra 33 historiske vejrår, herunder ekstremhændelsen i januar 1985. Der gennemføres dog ikke en sandsynlighedsbaseret analyse af driftsudfald.

- **Teknologier og infrastruktur.** Eksisterende danske anlæg baseret på fossile brændsler antages at blive udfaset, mens gasturbiner kan tilføjes for at sikre effekttilstrækkeligheden. CO_2-fangst og -lagring (CCS), pumpekraft og brintfyrede gasturbiner indgår ikke som udbygningsmuligheder i Danmark.

- **Opfølgende analyser af elnet og drift.** Analysen omfatter ikke detaljerede undersøgelser af frekvensstabilitet, spændingsforhold, genstart uden ekstern strømforsyning (black start) eller lokale begrænsninger i elnettet. Disse forhold kræver særskilte opfølgende analyser.

Resultaterne skal derfor læses som en sammenligning af mulige elsystemer på langt sigt. De udgør ikke en fuldstændig teknisk projektering af Danmarks fremtidige elsystem. Den samlede modelopsætning, modellens begrænsninger og de forudsætninger, der er fastlagt på forhånd, fremgår af afsnit 3.5 i den fulde rapport.

4 Forudsætninger

4.1 CO_2-emissioner og råvarepriser

Analysen forudsætter en langsigtet CO_2-pris på 132 €/tCO_2, i overensstemmelse med den seneste EA/VTT-analyse[28]. Prisen afspejler gradvist strammere emissionsbegrænsninger frem mod 2050, men er lavere end i visse tidligere analyser, som anvender omkring 200 €/tCO_2 i 2025-priser[29].

Tilsvarende antages naturgasprisen på langt sigt at stabilisere sig på 27 €/MWh$_{th}$, i overensstemmelse med den seneste EA/VTT-analyse[30]. Stenkul sættes til 12 €/MWh$_{th}$, biomasse til 30 €/MWh$_{th}$ og uran til 1,65 €/MWh$_{th}$. Priserne er opgjort pr. MWh termisk energi.

4.2 Elforbrug og fleksibilitet

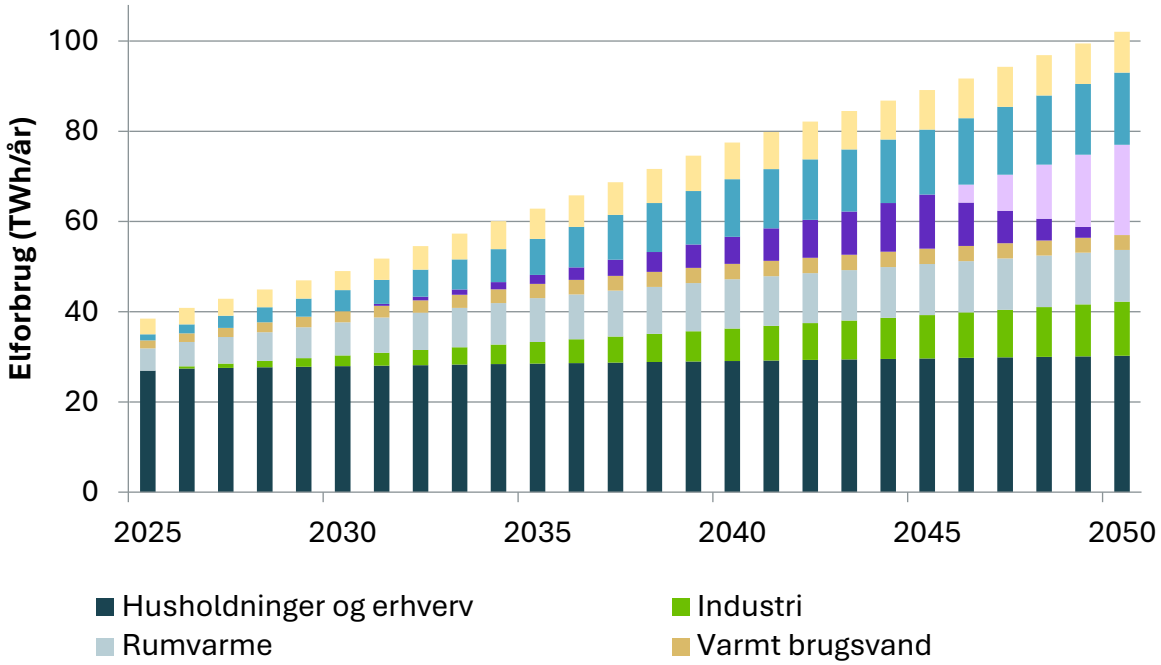
Elforbruget er i modellen opdelt i seks kategorier: elbiler, elektrolyseanlæg, industri, datacentre, opvarmning samt husholdninger og erhverv. Forskellige forhold driver elforbruget i hver kategori, og mulighederne for at tilpasse forbruget er også forskellige.

I hele analysen antages datacentre at have et konstant og dermed ufleksibelt elforbrug fra time til time. I praksis har datacentre typisk fleksibilitet internt i deres egne anlæg, eksempelvis batterier og nødgeneratorer. Den bruges primært til at sikre driften og håndtere lokale begrænsninger i elnettet[31]. I denne analyse på systemniveau betyder det, at den tilhørende fleksibilitet vurderes ud fra et perspektiv på netsiden af måleren. Mulighederne for at indarbejde dette fleksibilitetspotentiale er overladt til fremtidige analyser.

4.2.1 Forbrugsscenarier

Danmarks elforbrug forventes at stige betydeligt frem mod 2050, når transport, opvarmning og industri elektrificeres, og nye forbrug som brintproduktion og datacentre vokser. I analysens referencescenarie når elforbruget ca. 102 TWh i 2050 mod omkring 38 TWh i dag. Det er næsten tre gange det nuværende niveau, som vist i figur 7.

[28] EA Energianalyse & VTT (2026), Effects and value of SMR technologies in the Danish energy system.
[29] ERAA (2023), Proposal of Commodity Prices for Call for Evidence.
[30] EA Energianalyse & VTT (2026), Effects and value of SMR technologies in the Danish energy system.
[31] ENTSO-E (2026). Data centres and the power system: expected trends, challenges and opportunities.



Figur 7. Elforbrugets udvikling frem til 2050 i referencescenariet, fordelt på forbrugskategorier.

Fremskrivningerne af elforbruget er inspireret af to danske nationale analyser, som supplerer hinanden. KF25 (*Klimastatus og -fremskrivning*)[32] beskriver udviklingen med den politik, der allerede er vedtaget. AF25 (*Analyseforudsætninger* til Energinet)[33] tager udgangspunkt i, hvordan energisystemet skal se ud for at opfylde Danmarks klimamål. Forudsætningerne om elforbrug i referencescenariet bygger desuden på det scenarie, som EA Energianalyse har udviklet med Balmorel-modellen[34]. Forbrugsscenarierne i denne analyse er eksempler på de fremskrivninger, der anvendes i beslægtede analyser af elsystemet på langt sigt. De skal ikke læses som prognoser.

Ud over referencescenariet undersøger vi to scenarier for forbrugsvækst for at se, hvordan elforbruget påvirker elsystemets sammensætning i de forskellige udviklingsspor. Det optimistiske scenarie med et samlet elforbrug på 138 TWh beskriver en udvikling, hvor Danmark og Europa som helhed får en større rolle i den grønne omstilling. Her udbygges flere elektrolyseanlæg til produktion af syntetiske brændstoffer (e-brændstoffer) og brint til eksport, transporten elektrificeres hurtigere, og elektrificeringen af industrien bliver mere omfattende. Væksten i datacentre er mere begrænset, fordi den forudsatte politik prioriterer elektrificering over datainfrastruktur. Det konservative scenarie med et samlet elforbrug på 64 TWh har en langsommere klimaindsats, begrænsede ambitioner for brint, minimal elektrificering af industrien og mere beskeden elektrificering af transporten, men betydelig vækst i datacentre.

[32] Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2025), Klimastatus og -fremskrivning 2025 (KF25)
[33] Energistyrelsen (2025), Analyseforudsætninger til Energinet 2025 (AF25), Datasættet for grundforløb
[34] EA Energianalyse & VTT (2026), Effects and value of SMR technologies in the Danish energy system.

Størstedelen af stigningen i referencescenariet kommer fra nye eller voksende anvendelser af el, mens husholdningernes grundlæggende elforbrug spiller en mindre rolle. Forbruget i elektrolyseanlæg er den største usikkerhed og varierer fra 5 TWh i det konservative scenarie til 50 TWh i det optimistiske. Datacentre bruger 16 TWh i referencescenariet, mens elforbruget til opvarmning ligger omkring 15 TWh i alle scenarier. Elbiler og elektrificering af industrien bidrager også til væksten.

4.2.2 Fleksibilitetsscenarier

Som beskrevet tidligere har hver forbrugskategori sit eget forbrugsmønster fra time til time og sine egne muligheder for fleksibilitet. Modellen medtager to former for forbrugsfleksibilitet: forbrug, som flyttes til et andet tidspunkt, og forbrug, som reduceres. Begge styres af markedspriserne. Forbrug kan flyttes for at udnytte prisforskelle inden for et tidsrum, hvis længde bestemmes af lagerkapaciteten. Forbrug, der kan reduceres, skæres gradvist mere ned, når prisen stiger over en fastsat grænse.

I forhold til en spidsbelastning på omkring 15 GW svarer den fleksible kapacitet til ca. 10 %, 20 % og 30 % i henholdsvis den konservative variant, referencevarianten og den optimistiske variant. Elektrolyseanlæg står for det største bidrag. Elbiler, husholdninger, erhverv og opvarmning giver mulighed for at tilpasse forbruget over kortere perioder.

Udviklingssporene har forskellige forudsætninger om fleksibilitet. I referencevarianten kan 5 % af elforbruget i husholdninger og erhverv, 50 % af forbruget til opvarmning og elbiler, 20 % af industriens forbrug og 80 % af elektrolyseanlæggenes forbrug flyttes i tid. Datacentrenes forbrug kan ikke tilpasses. I Offshore-sporet antages større mulighed for langtidsfleksibilitet i elektrolyseanlæggene. I Solar øges fleksibiliteten over kortere perioder, mens Balanced og Nuclear anvender referenceforudsætningerne. Afsnit 5.7 undersøger desuden høj og lav fleksibilitet i bredere følsomhedsanalyser. Detaljerede forbrugsprofiler, andele af fleksibelt forbrug og forudsætningerne for at kunne tilpasse forbruget findes i afsnit 4.2, figur 12, figur 15 og tabel 5-6 i den fulde rapport.

4.3 Oversigt over omkostningsforudsætninger

Teknologiomkostningerne har stor betydning for, hvor meget kapacitet modellen vælger at udbygge. Derfor behandles både omkostningsforudsætninger og finansiering særskilt. Den vægtede gennemsnitlige kapitalomkostning (WACC), som udtrykker det samlede afkastkrav til finansieringen, er 6 % i referencevarianten, 4 % i de optimistiske varianter og 8 % i de konservative. Finansieringen under byggeriet medregnes som et rentetillæg svarende til halvdelen af WACC over byggeperioden. Investeringen forudsættes dækket over to tredjedele af anlæggets tekniske levetid. Alle beløb er angivet før skat i faste 2025-euro.

4.3.1 Usikkerhed om teknologiomkostninger

Forudsætningerne bygger på et bredt udsnit af historiske data, aktuelle markedsforhold og fremskrivninger. De skal afspejle de grundlæggende udviklingstendenser uden at afhænge af et enkelt projekt eller datapunkt.

Omkostningsforudsætningerne er sammenholdt med danske og internationale kilder, herunder Energistyrelsen, IEA, IRENA og NREL. Der lægges særlig vægt på europæiske og danske forhold. Omkostningerne tager primært udgangspunkt i 2040, fordi en stor del af investeringerne i elsystemet for 2050 vil finde sted omkring dette tidspunkt.

Der anvendes fem varianter af teknologiomkostningerne: Conservative-2, Conservative-1, Reference, Optimistic-1 og Optimistic-2. De afspejler usikkerhed om omkostningsreduktioner gennem industriel erfaring og skalering, forsyningskæder, tilladelser, projektgennemførelse og finansieringsvilkår. Reference er analysens centrale skøn, opgjort på et ensartet grundlag. De øvrige varianter kombinerer gradvist mere ugunstige eller gunstige forudsætninger om teknologi og finansiering.

Forudsætningerne om kapacitetsfaktorer tager også højde for, at de bedste placeringer gradvist bliver udnyttet, og at mere produktion må nedreguleres. Kapacitetsfaktoren angiver den faktiske produktion i forhold til, hvad anlægget kunne producere ved fuld effekt hele tiden. Faldet i de gennemsnitlige elproduktionsomkostninger over anlæggets økonomiske levetid (LCOE, levelised cost of electricity) skyldes derfor ikke alene optimistiske antagelser om ydeevnen. Tabel 4 viser de LCOE-værdier, der anvendes i modellen. Kildegennemgangen, teknologiomkostningernes udvikling og modelforudsætningerne er dokumenteret i afsnit 4.3.1–4.3.6 og bilag D i den fulde rapport.

Tabel 4. Estimerede gennemsnitlige elproduktionsomkostninger over anlæggenes økonomiske levetid (LCOE, €/MWh) for de teknologier, hvis omkostninger varierer mellem scenarierne. Værdierne omfatter kun elproduktion. Mulige varmeindtægter fra kernekraft er udeladt. OC betegner gasturbiner med åben cyklus (open cycle).

Varianter af Teknologi-omkostninger	Kernekraft (SMR)	Sol-celler	Kystnær havvind	Havvind (bund-fast)	Land-vind	Gas-turbine (OC)
Conservative-2	134	62	76	88	60	550
Conservative-1	108	53	66	76	51	510
Reference	86	42	53	64	41	470
Optimistic-1	60	38	47	58	36	440
Optimistic-2	49	33	40	50	31	410

4.4 Kapacitetsudbygning og eksisterende anlæg

Modellen vælger en del af investeringerne i ny kapacitet, mens andre kapaciteter er fastlagt på forhånd. Der er desuden øvre grænser for udbygningen af de enkelte teknologier. Modellen beskriver dermed mulige sammensætninger af elsystemet i 2050 inden for disse rammer, og ikke det teoretiske potentiale uden begrænsninger.

Modellen beregner kun elsystemet i 2050 og optimerer derfor ikke udbygningen år for år fra i dag. Begrænsninger knyttet til tilladelser, placering af anlæg og forsyningskæder indgår indirekte gennem teknologiforudsætninger og kapacitetsgrænser. Der er ikke særskilte begrænsninger for udbygningen i hvert enkelt år.

4.4.1 Udbygning af vind og sol

Modellen bestemmer udbygningen af landvind, havvind og solcelleparker, dog med øvre kapacitetsgrænser for vindkraft. Kapaciteten af solceller på boliger er fastlagt på forhånd.

Landvind

Modellen antager, at yderligere kapacitet fra landvind primært kommer fra udskiftning af eksisterende møller med nye og mere effektive møller (repowering). Der forudsættes ikke omfattende etablering på nye lokaliteter. Den øvre grænse for landvind er ca. 7 GW. Tallet bygger på Joint Research Centres scenarie med en afstand på 1.000 m[35] og er i overensstemmelse med en forsigtig vurdering af de danske begrænsninger for arealanvendelse.

Havvind

Havvind er opdelt i kategorier efter afstand til kysten, fordi omkostningerne til installation og nettilslutning afhænger af placeringen. Det forudsatte potentiale er 11,1 GW kystnært, 24,6 GW længere til havs og 25,9 GW langt fra kysten. Det sidstnævnte potentiale udnyttes ikke i de modellerede scenarier.

Solceller

Solceller er opdelt i decentrale anlæg på boliger og større solcelleparker. Kapaciteten på boliger er på forhånd sat til 7,6 GW i 2050 i alle scenarier med udgangspunkt i AF25[36]. Modellen kan derudover vælge at investere i yderligere solcelleparker.

4.4.2 Eksisterende termiske kraftværker

Modelleringen anvender den fremskrevne installerede kapacitet for eksisterende termiske kraftværker ifølge AF25[37,38]. I overensstemmelse med AF25 antages

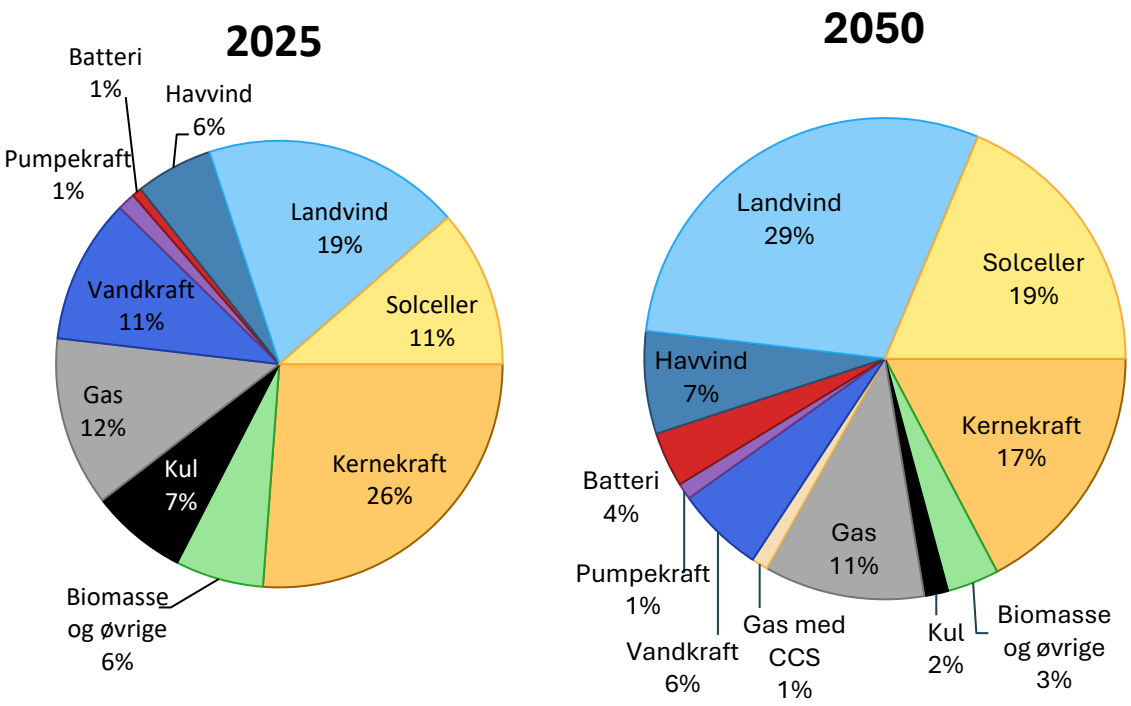
[35] JRC/EIGL (2025) The Onshore Wind Potential of the EU and Neighbouring Countries
[36] Energistyrelsen (2026), Monthly Energy Statistic, Electricity
[37] Energistyrelsen (2025), Analyseforudsætninger til Energinet 2025 (AF25), Datasættet for grundforløb
[38] Energistyrelsen (2026), Monthly Energy Statistic, Electricity

størstedelen af Danmarks eksisterende termiske kraftværkskapacitet at være udfaset inden 2050. En mindre kapacitet fra termiske anlæg er fastlagt på forhånd som en del af systemet. Der kan senere tilføjes gasturbiner med åben cyklus ved den tilpasning af kapaciteten, som skal sikre effekttilstrækkeligheden, jf. afsnit 5.3. De detaljerede potentialer for vind og sol, de eksisterende termiske anlæg og forudsætningerne for varmesektoren er dokumenteret i afsnit 4.4–4.5 og tabel 9 i den fulde rapport.

5 Resultater

5.1 Naboregionernes elsystem efter præoptimering

Figur 8 viser resultaterne af præoptimering af elproduktionens sammensætning i 2050 for hele det område, modellen dækker, sammenlignet med elsystemet i 2025. I 2025 står regulerbar elproduktion for mere end 60 % af den årlige produktion, mens vind og sol står for 36 %. I modellens 2050-system er der gennemført en omfattende omstilling til et næsten fuldstændig klimaneutralt elsystem. Elektrificeringen øger den samlede elproduktion med omkring 75 %, fra 2.280 TWh i 2025 til 3.990 TWh i 2050. Emissionerne reduceres yderligere og ligger omkring 90 % under niveauet i 1990. Vind og sol leverer nu 55 % af elproduktionen, mens kernekraftens andel er mindre, og kulbaseret elproduktion med høje emissioner stort set er udfaset. Fleksibiliteten kommer fra batterilagre, gasfyrede kraftværker med og uden CCS samt fleksibelt elforbrug fra elbiler, opvarmning og brintproduktion. Elektrificeringen øger elforbruget i alle landene, typisk med 50–100 % i forhold til i dag.

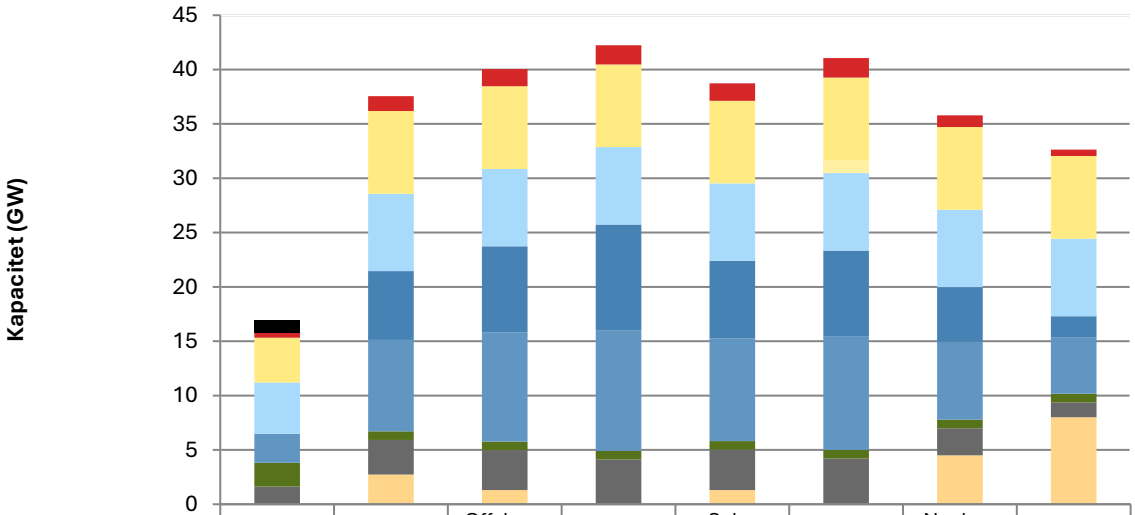


Figur 8. De enkelte teknologiers andel af den årlige elproduktion i hele det område, modellen dækker. Til venstre vises 2025 med i alt 2.280 TWh, og til højre det modellerede system i 2050 med i alt 3.990 TWh.

Selv om de regulerbare anlæg står for en mindre andel af elproduktionen i 2050, stiger deres samlede installerede kapacitet i det europæiske system, som er beregnet i præoptimeringen. Resultaterne for kapacitet og de enkelte lande er vist i figur 18–19 i den fulde rapport.

5.2 Fordeling af kapacitet og elproduktion

Dette afsnit beskriver de vigtigste egenskaber ved analysens syv danske elsystemscenarier. Kapaciteten af gasturbiner og batterilagre bestemmes ved tilpasningen til kapacitetskravene, som beskrives i afsnit 5.3 og svarer til trin 4 i figur 2. Kapaciteten for de øvrige teknologier bestemmes i optimeringen af kapacitetsudbygningen, trin 3 i figur 2.



	Ref. 2025	Balanced	Offshore Balanced	Offshore	Solar Balanced	Solar	Nuclear Balanced	Nuclear
Øvrige	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Batteri	0.4	1.4	1.6	1.8	1.6	1.8	1.1	0.6
Solceller på boliger	4.1	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
Solcelleparker	0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0
Landvind	4.7	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1
Havvind	0	6.3	7.9	9.7	7.1	7.9	5.0	2.0
Kystnær havvind	2.6	8.4	10.0	11.1	9.4	10.4	7.2	5.2
Biomasse	2.2	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Gasturbine (OC)	1.6	3.2	3.7	4.1	3.7	4.2	2.5	1.4
Kernekraft	0	2.7	1.3	0.0	1.3	0.0	4.5	8.0

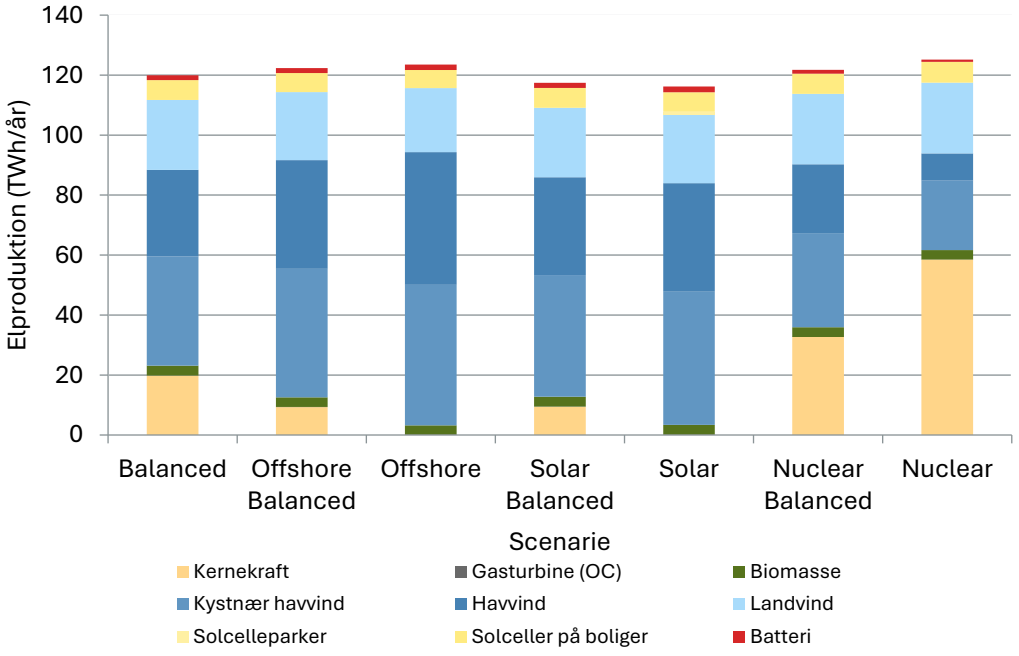
Figur 9. Installeret kapacitet i Danmark fordelt på teknologi i de modellerede scenarier. I *Ref. 2025* omfatter kategorien *Øvrige* olie, affald og uspecificerede kilder ifølge EnergyCharts[39], og *Solceller på boliger* omfatter både tag- og terrænanlæg. Datatabellens værdier er afrundet til to decimaler.

Den samlede installerede kapacitet inklusive batterier varierer fra 32,6 GW i Nuclear til 42,2 GW i Offshore, jf. figur 9. De to scenarier har samtidig henholdsvis den højeste og

[39] EnergyCharts (2026), Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Dänemark in 2025

laveste andel regulerbar kapacitet, 31,2 % og 11,7 %. Gennemsnittet for alle scenarier er 18 %. Landvind udbygges til modellens øvre grænse i alle scenarier. Det stemmer med teknologiens modenhed og lave omkostninger i modellen. Med undtagelse af Solar vælger modellen kun en begrænset yderligere udbygning af solcelleparker. Det skyldes især, at den på forhånd fastlagte kapacitet på 7,6 GW solceller på boliger allerede påvirker markedspriserne og sænker solcellernes fremtidige værdifaktor (capture rate). Dermed falder den pris, solcellerne opnår, i forhold til den gennemsnitlige markedspris, og deres beregnede markedsrentabilitet bliver lavere. Naboregionernes betydelige solcelleudbygning, især i Tyskland, forstærker denne regionale kannibalisering af indtægterne.

Den samlede kapacitet ligger på et forholdsvis ensartet niveau, men fordelingen mellem teknologier er forskellig. Bortset fra i Nuclear udgør vindkraft mindst 53 % af den installerede kapacitet og op til 67 % i Offshore. Batteriernes effektkapacitet ligger forholdsvis stabilt på 1,4–1,8 GW. Undtagelserne er Nuclear Balanced og Nuclear med henholdsvis 1,1 GW og 0,6 GW. Det peger på en lavere værdi af batterilagring i modellen, når mere regulerbar elproduktion er til rådighed. På tværs af scenarierne installeres i gennemsnit ca. 15 GW havvind. Det overstiger de 13,9 GW nettilsluttet havvind i DK1 og DK2, som AF25 forudsætter i 2040.



Figur 10. Samlet elproduktion fordelt på teknologier i alle scenarier.

Den samlede elproduktion i de analyserede scenarier er omkring 119 TWh/år. Den varierer fra 114 TWh/år i Solar til 124 TWh/år i Nuclear, jf. figur 10. Variationen afhænger af forholdet mellem omkostningerne ved at udbygge dansk produktionskapacitet og ved at importere el. Nuclear-scenariet forudsætter eksempelvis lavere omkostninger til dansk elproduktion fra kernekraft. Solar-scenariet udelukker kernekraft og anvender referenceomkostninger for havvind. Selv om solceller har de laveste produktionsomkostninger, vurderer modellen, at yderligere solceller kun giver

begrænset økonomisk værdi for elsystemet. Bortset fra i Nuclear leverer vindkraft hovedparten af elproduktionen med andele fra 65 % i Nuclear Balanced til 92 % i Offshore. Kernekraft leverer mellem 8 % og 47 % i de scenarier, hvor teknologien er tilladt. Den er på forhånd udelukket i Offshore og Solar.

De øvrige teknologier leverer forholdsvis små bidrag. Solceller står i gennemsnit for omkring 6 %, biomasse for omkring 3 % og gasturbiner med åben cyklus (OC, open cycle) for mindre end 0,1 %. Gasturbinernes lille produktion afspejler deres rolle som spidslastkapacitet, der skal sikre effekttilstrækkeligheden. Kapacitetsfordelingen mellem DK1 og DK2 og de fulde resultater for elproduktionsanlæggenes drift gennem døgnet findes i figur 21 og afsnit 5.3 (figur 23–24) i den fulde rapport.

5.3 Kapacitetskrav

Som metodens tredje trin blev fordelingen af kapacitet og elproduktion i de danske scenarier først vurderet i et marked, hvor der alene betales for leveret el, jf. nutidens day-ahead-marked og figur 2. Kapacitetsudbygningen blev optimeret med data fra et vejrår, der repræsenterer gennemsnitlige markedsforhold. Det giver et repræsentativt grundlag for at beregne markedsindtægterne for de teknologier, modellen kan investere i.

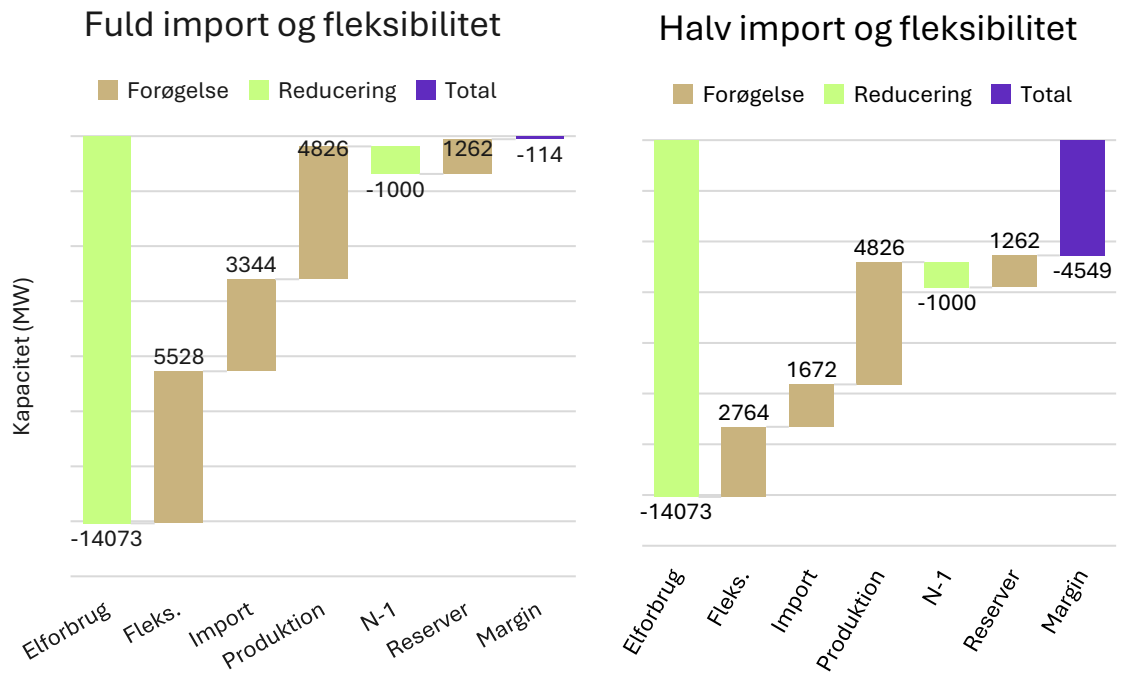
De færdige systemer testes også for, om de har tilstrækkelig kapacitet til at dække elforbruget under ekstremt vejr. Det supplerer vurderingen af omkostningseffektiv elforsyning under gennemsnitlige forhold. Regulerbar kapacitet kan desuden bidrage til at stabilisere frekvens og spænding, genetablere elforsyningen og levere andre driftsydelser. Disse ydelser modelleres dog ikke direkte i analysen. Kapacitetskravet nedenfor skal derfor først og fremmest forstås som en tilpasning, der øger effekttilstrækkeligheden og robustheden. Det er ikke en fuldstændig vurdering af driftssikkerheden.

Effekttilstrækkeligheden blev stresstestet med ekstremhændelsen den 19. januar 1985. Hændelsen er tidligere blevet identificeret og beskrevet i svensk sammenhæng[40] og er også beskrevet i afsnit 3.3. Den følgende analyse bidrager også til diskussionen om dansk selvforsyning.

Hændelsen i januar 1985 er blandt datasættets mest krævende test af effekttilstrækkeligheden. Lav vindproduktion bidrager til et produktionsunderskud i en større del af regionen, samtidig med at kulden øger elforbruget til opvarmning. Hændelsen er forholdsvis kort, men priserne stiger i næsten hele det modellerede europæiske elsystem. Det tyder på, at mangel på elproduktion i Kontinentaleuropa er en væsentlig årsag, ud over de danske forhold. Vi bruger derfor hændelsen som et egnet udgangspunkt for at dimensionere kapacitetskravene. Andre hændelser kan også være egnede. Det afgørende er, at valget følges op af en grundig undersøgelse af, hvordan systemet klarer sig, som i den efterfølgende analyse.

[40] Energiforsk (2025), Så får industrin tillräckligt med el till 2035 – bilagor till slutrapport.

I Balanced-simuleringen mangler der ca. 400 MW under hændelsen, før den ekstra kapacitet tilføjes. Derefter indregnes mulige reserver fra biomassefyret kraftvarme og et udfald af én komponent (en N-1-hændelse) i den efterfølgende effektbalance i figur 11.

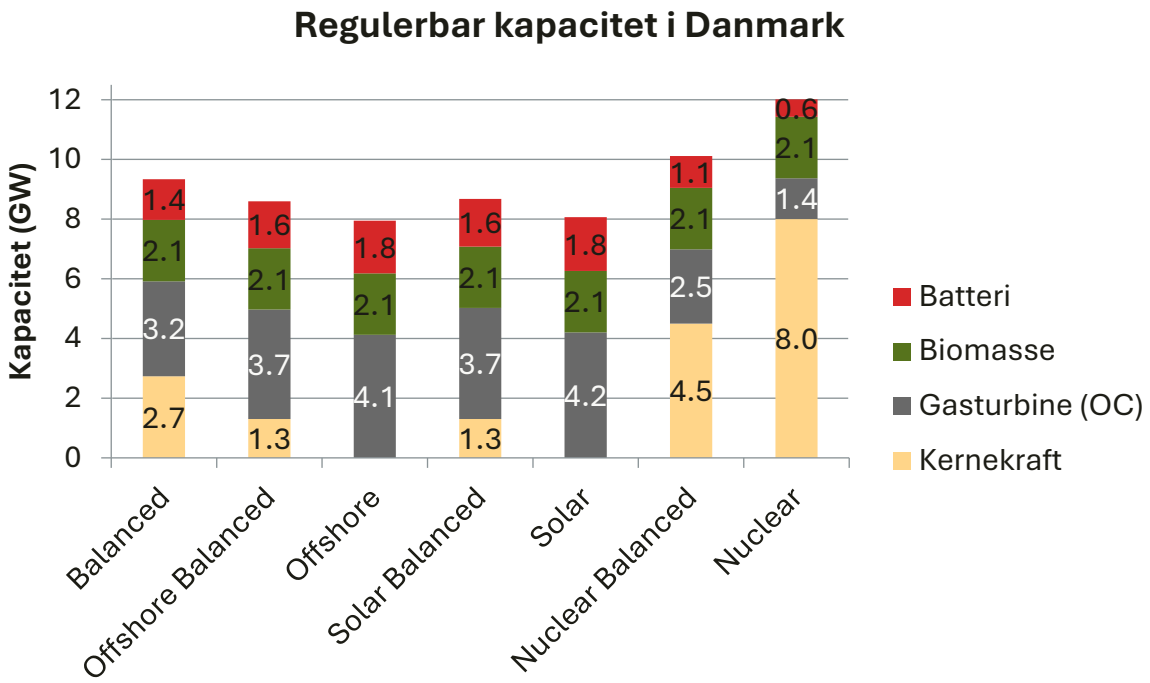


Figur 11. Effektbalancen i det danske elsystem under hændelsen i januar 1985, fordelt på de enkelte bidrag i Balanced-scenariet. Til venstre er 100 % af den modellerede import og fleksibilitet tilgængelig, og til højre er det 50 %.

For at undersøge robustheden, når systemet samtidig afhænger af naboregionerne og af forbrugsfleksibilitet, gennemføres en ekstra stresstest. Her regnes kun 50 % af den modellerede import og fleksibilitet som tilgængelig under ekstremhændelsen. Antagelsen er bevidst konservativ og bruges til at beregne et ekstra behov for regulerbar kapacitet. Den skal ikke læses som en prognose for den faktiske tilgængelighed. Antagelsen afspejler både usikkerhed om hjælp fra nabolandene, når hele regionen mangler elproduktion, og om den modellerede fleksibilitet vil være til rådighed i fuldt omfang.

Når kun 50 % af importen og fleksibiliteten regnes som tilgængelig, mangler Balanced-scenariet 4,5 GW kapacitet. Analysen antager, at 70 % af den manglende kapacitet dækkes af gasturbiner med åben cyklus og 30 % af batterilagre. Denne fordeling er fastlagt som en modelforudsætning og er ikke et resultat af optimeringen. Batterier kan reagere hurtigt og levere i kortere perioder, mens gasturbiner kan opretholde forsyningen i længere perioder med en presset elforsyning.

De ekstra gasturbiner indgår som reserver og producerer kun, når elprisen er over 500 €/MWh. Dermed bevares elmarkedsresultaterne fra optimeringen af kapacitetsudbygningen. Efter tilføjelsen af den ekstra kapacitet forekommer der ingen hændelser med effektmangel i de 33 simulerede vejrår.



Figur 12. Installeret regulerbar kapacitet i Danmark fordelt på teknologi og scenarie.

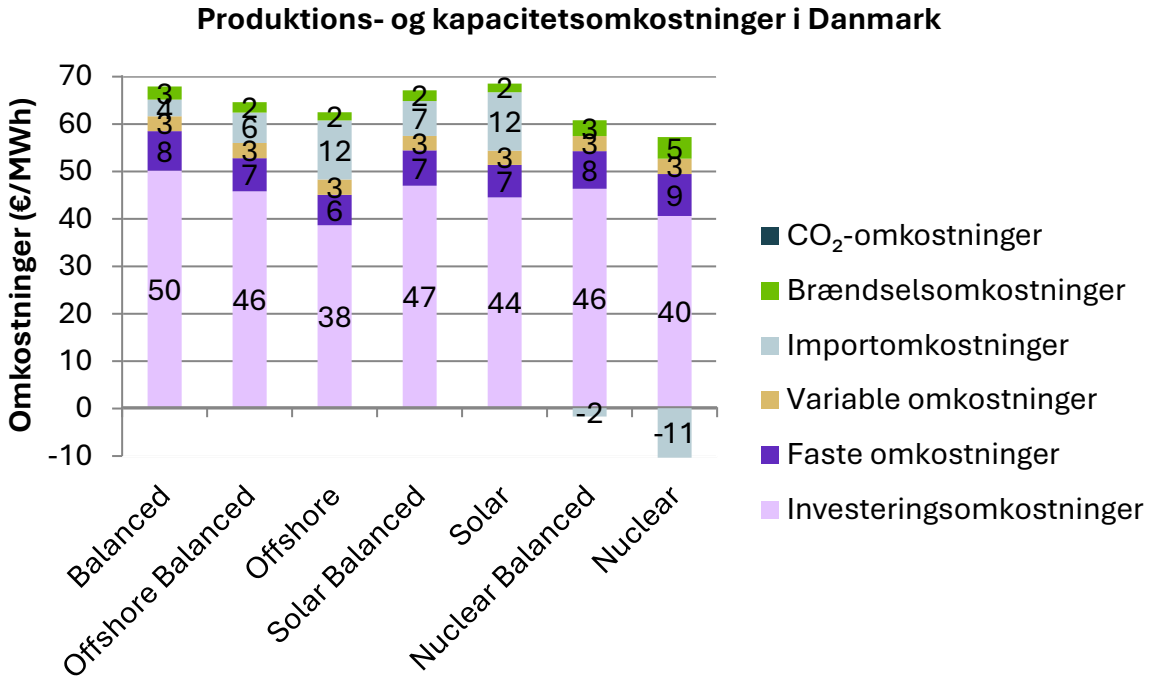
Figur 12 viser den regulerbare kapacitet efter tilpasningen til kapacitetskravene, inklusive batterier og gasturbiner med åben cyklus. Uden batterier er den regulerbare kapacitet 8 GW i Balanced og varierer fra 6,2 GW i Offshore til 11,4 GW i Nuclear. Heri indgår 1,3 GW biomassefyret kraftvarmekapacitet, som normalt ikke aktiveres i modellen, men som kan bidrage, når elsystemet er presset. Flere resultater for tilpasningen af elforbruget og fordelingen af elproduktionen under hændelsen i januar 1985 findes i figur 26–27 i den fulde rapport. Den samlede analyse af effekttilstrækkeligheden findes i den fulde rapports afsnit 5.4.

5.4 Produktions- og kapacitetsomkostninger

Produktions- og kapacitetsomkostningerne er beregnet for alle scenarier og vises fordelt på teknologier eller omkostningstyper: investeringer, faste og variable omkostninger, importomkostninger samt omkostninger, der er udeladt af opgørelsen. Investeringerne er omregnet til et fast årligt beløb over anlæggets økonomiske levetid. Medmindre andet er angivet, divideres de samlede årlige omkostninger med referencescenariets elforbrug på 102 TWh. De viste værdier er dermed omkostninger pr. MWh elforbrug, hvilket betegnes som normalisering til elforbruget.

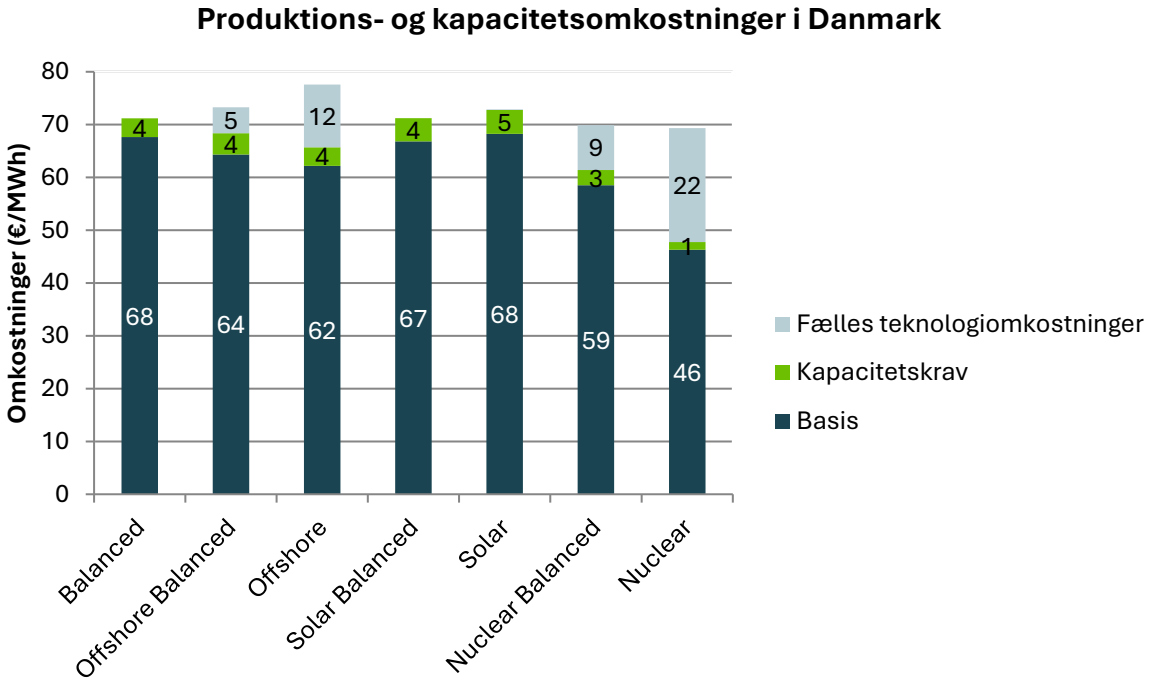
Omkostningerne omfatter investeringer omregnet til årlige beløb, faste og variable driftsomkostninger, brændsel, CO_2 og nettoomkostninger ved elhandel med udlandet, dvs. importudgifter fratrukket eksportindtægter. Nettilslutning af havvind er medregnet, mens balanceringsydelser, reinvesteringer i det eksisterende net og den separate stedfortræderløsning for elnettet på land i afsnit 5.9 ikke er medregnet.

Figur 13 viser produktions- og kapacitetsomkostningerne for referencevejråret 1991 efter optimeringen af kapacitetsudbygningen og før den efterfølgende tilpasning til kapacitetskravet. På dette trin har Balanced de højeste omkostninger, fordi scenarierne i de enkelte udviklingsspor forudsætter lavere teknologiomkostninger, større fleksibilitet eller begge dele. Danmark eksporterer mere el, end landet importerer, i alle scenarier. I alle scenarier undtagen Nuclear Balanced og Nuclear er udgifterne til import dog større end indtægterne fra eksport. I Nuclear Balanced og Nuclear giver elhandlen derfor en nettoindtægt, som reducerer de samlede omkostninger. Der er endnu ingen CO_2-omkostninger i denne opgørelse, fordi gasturbinerne først tilføjes efter optimeringen af kapacitetsudbygningen.



Figur 13. Produktions- og kapacitetsomkostninger inklusive importomkostninger, opgjort pr. MWh elforbrug og fordelt på omkostningstyper i hovedscenarierne. Opgørelsen gælder systemet efter optimeringen af kapacitetsudbygningen, trin 3 i figur 2.

Opgørelsen udvides derefter med den ekstra kapacitet, der skal sikre effekttilstrækkeligheden. Desuden genberegnes omkostningerne med Reference-forudsætninger for alle teknologier, som vist i figur 14. Denne genberegning kaldes normalisering af teknologiomkostningerne. Sammensætningen af hvert optimeret elsystem fastholdes, så systemerne kan sammenlignes på samme omkostningsgrundlag, uafhængigt af de gunstige forudsætninger, der blev brugt til at opstille udviklingssporenes scenarier.



Figur 14. Produktions- og kapacitetsomkostninger inklusive importomkostninger, opgjort pr. MWh elforbrug, med de forskellige omkostningsvarianter vist for hovedscenarierne.

I omkostningsvarianten Basis er de samlede omkostninger lavest i scenarierne med meget kernekraft: 46 €/MWh i Nuclear og 59 €/MWh i Nuclear Balanced. Offshore følger med 62 €/MWh. Det skyldes de lavere forudsatte omkostninger og/eller indtægterne fra eleksport. Resultaterne viser, at scenarierne med meget kernekraft kan opnå en større omkostningsfordel end Offshore, hvis de mere optimistiske forudsætninger for kernekraftens omkostninger bliver opfyldt. Det afspejler, at teknologiomkostningerne for kernekraft i disse scenarier er forudsat at falde mere end omkostningerne for havvind.

Når der tilføjes batterier og gasturbiner for at opfylde kapacitetskravet, stiger investeringsomkostningerne med den ekstra kapacitet. Stigningen ligger mellem 1 og 5 €/MWh. Den modvirkes af lavere importomkostninger, fordi gasturbiner og batterilagre reducerer Danmarks importafhængighed. Det er med til at forklare, at kapacitetstilpasningen koster 4 €/MWh i både Balanced og Offshore. Nuclear Balanced og Nuclear giver allerede nettoindtægter fra eleksport, før den ekstra kapacitet tilføjes, og behovet for yderligere kapacitet er mindre. Derfor bliver omkostningsstigningen ved kapacitetstilpasningen lavest her, henholdsvis 3 og 1 €/MWh. Samlet er omkostningsstigningen fra kapacitetskravet forholdsvis begrænset, med 5 % i Balanced.

Varianten Fælles teknologiomkostninger genberegner omkostningerne på et fælles grundlag og gør dermed scenarierne lettere at sammenligne. Offshore og Nuclear har de største omkostningsstigninger ved denne genberegning, henholdsvis 12 og 22 €/MWh, fordi deres kapacitetssammensætning blev optimeret med mere gunstige teknologiomkostninger. Balanced får som forudsat ingen meromkostning i dette trin. De samlede omkostninger inklusive import ligger fortsat forholdsvis tæt på de 71 €/MWh i Balanced: fra 69 €/MWh (-3 %) i Nuclear til 78 €/MWh (+9 %) i Offshore. Forskellen efter

genberegningen angiver størrelsesordenen af de ekstra indtægter, der kan blive nødvendige for at dække omkostningerne, hvis Reference-forudsætningerne for teknologiomkostninger bliver realiseret. Mulige støttemekanismer diskuteres nærmere i afsnit 5.5.3.

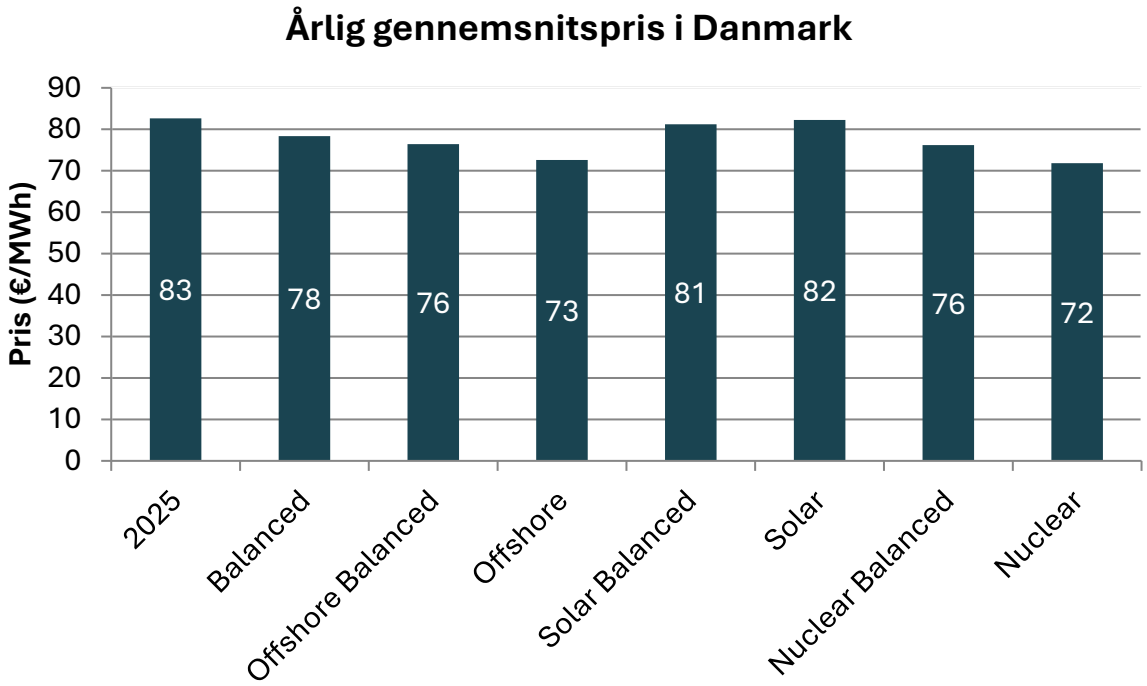
5.5 Elmarkedet

Elprisen påvirker både energimarkedet og økonomien som helhed. Den har betydning for industriens konkurrenceevne, husholdningernes eludgifter og investeringer i ny elproduktion. Scenarieanalyser som denne fokuserer ofte på systemomkostningerne. De hænger sammen med den gennemsnitlige elpris, som producenter, eksempelvis udviklere af vindkraft, skal opnå for at få dækket deres omkostninger i de modellerede scenarier. Samtidig afhænger elprisen af samspillet mellem dansk elproduktion og handel med udlandet. Scenarierne har forskellige balancer mellem produktion, import og eksport, og derfor varierer elpriserne både i Danmark og i resten af det område, modellen dækker. Både systemomkostninger og elpriser skal derfor inddrages for at forstå de økonomiske vilkår for fremtidens elsystem.

En diskussion af elpriser er dog ufuldstændig uden at inddrage prisudsving, dvs. hvordan elpriserne varierer over tid. Prisudsving kan skyldes faktorer som brændselspriser og kapacitetsbegrænsninger i kraftværker eller transmissionsnettet, men denne analyse fokuserer især på vejrafhængige variationer.

5.5.1 Gennemsnitspriser

Figur 15 viser den årlige gennemsnitspris for hvert af de undersøgte vejrår. DK1 og DK2 vises samlet, fordi deres gennemsnitspriser kun afviger med omkring ±2 €/MWh. Selv om elsystemernes sammensætning er meget forskellig, ligger de årlige gennemsnitspriser på day-ahead-markedet kun mellem -8 % og +6 % i forhold til Balanced. Danmark har stor overførselskapacitet til udlandet i forhold til sit elsystems størrelse, og priserne i naboregionerne bestemmer derfor prisen i de fleste timer. Offshore og Nuclear, som udbygger mest kapacitet i Danmark, har dog som forventet de laveste priser. I alle scenarier er den gennemsnitlige markedspris lavere end i 2025. Faldet er 5 % i Balanced og størst i Nuclear med 13 %. Det afspejler de forudsatte omkostningsreduktioner for de modellerede teknologier.



Figur 15. Årlig gennemsnitspris på elmarkedet i alle vejrår, vist for hvert scenarie.

5.5.2 Prisudsving

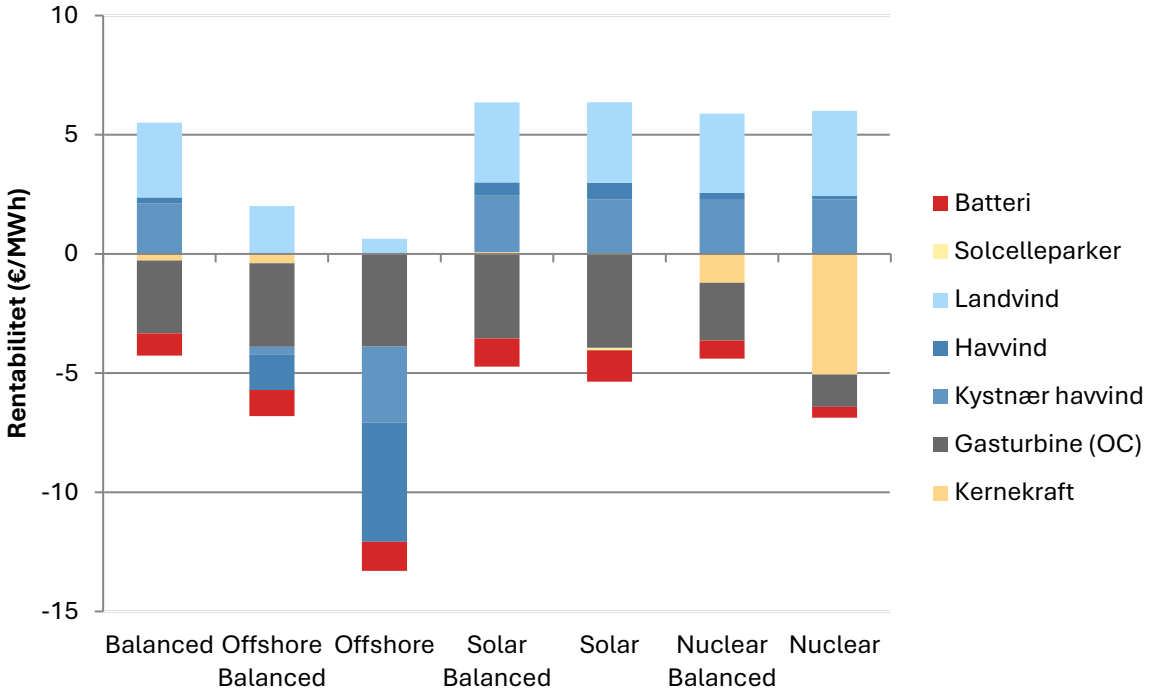
De vejrbetingede prisudsving varierer kun moderat mellem de syv 2050-scenarier, fordi Danmark er tæt forbundet med nabolandenes elmarkeder. Sammenlignet med Balanced er prisudsvingene 2 % lavere i Offshore, 3 % lavere i Nuclear Balanced og 8 % lavere i Nuclear. Alle fremtidsscenarier er dog langt mere følsomme over for vejret end 2025-referencen. Det sammensatte mål for prisudsving er omkring 260 % højere i Balanced, hvilket afspejler den større andel vejrafhængig elproduktion i det sammenkoblede europæiske system. Målet er defineret i tabel 7. De fulde fordelinger af kvartalsvise gennemsnitspriser findes i figur 36 i den fulde rapport.

5.5.3 Markedsrentabilitet

Ved at sammenligne teknologiernes gennemsnitlige markedsindtægter pr. produceret MWh med deres LCOE kan vi vurdere, om de får dækket deres omkostninger på markedet. En positiv værdi betyder, at markedsindtægten pr. MWh overstiger LCOE, så teknologien får dækket sine forudsatte omkostninger ved markedspriserne. En negativ værdi betyder, at indtægten ligger under LCOE, og at markedsindtægterne alene ikke dækker de forudsatte omkostninger.

I modellen ligger den gennemsnitlige markedsindtægt fra havvind i Offshore-scenariet omkring 12 €/MWh under teknologiens LCOE ved Reference-forudsætninger. For kernekraft i Nuclear-scenariet er forskellen omkring 9 €/MWh. Begge udviklingsspor kan derfor have behov for målrettet støtte eller risikodeling, selv om de underliggende risici er forskellige. Den fulde sammenligning mellem teknologier findes i figur 38 i den fulde rapport.

Figur 16 viser de enkelte teknologiers bidrag til elsystemets samlede rentabilitet ved Reference-forudsætninger for teknologiomkostninger. Forskellen mellem markedsindtægter og omkostninger er her opgjort pr. MWh af det samlede elforbrug, og batterier og gasturbiner med åben cyklus er medregnet. Som forventet har begge disse teknologier et rentabilitetsgab. Modellen valgte ikke at udbygge dem i optimeringen af kapacitetsudbygningen; de blev tilføjet ved den efterfølgende tilpasning til kapacitetskravet i afsnit 5.3. Analysen medregner kun indtægter fra day-ahead-markedet. Batterilagre kan også få indtægter fra balanceringsydelser og andre ydelser, som ikke indgår i modellen. Tilsvarende kan gasturbiner med åben cyklus potentielt få indtægter fra reserve- eller kapacitetsmarkeder. Kernekraft kan også indgå på kapacitetsmarkeder.



Figur 16. Markedsindtægter minus omkostninger ved Reference-forudsætninger for teknologiomkostninger, fordelt på teknologier og scenarier. Værdierne er opgjort pr. MWh samlet elforbrug. Positive værdier angiver overskud; negative værdier angiver underskud.

Når bidragene fra alle teknologier lægges sammen og opgøres pr. MWh elforbrug, har Offshore Balanced og Offshore de største rentabilitetsgab for systemet som helhed: henholdsvis omkring 5 €/MWh og 13 €/MWh. De øvrige scenarier ligger tæt på nul ved Reference-omkostninger. Gabet i systemer med meget vind skyldes, at vindmøllerne i høj grad producerer samtidig og dermed presser den pris, de opnår, ned. Det kaldes indtægtskannibalisering. En samlet værdi tæt på nul betyder ikke, at alle teknologier kan finansieres uden støtte. Overskud fra nogle teknologier kan nemlig opveje underskud fra andre. Resultaterne ved konservative omkostningsforudsætninger og den fulde analyse af de enkelte teknologier findes i tabel 12 og figur 38–40 i den fulde rapport.

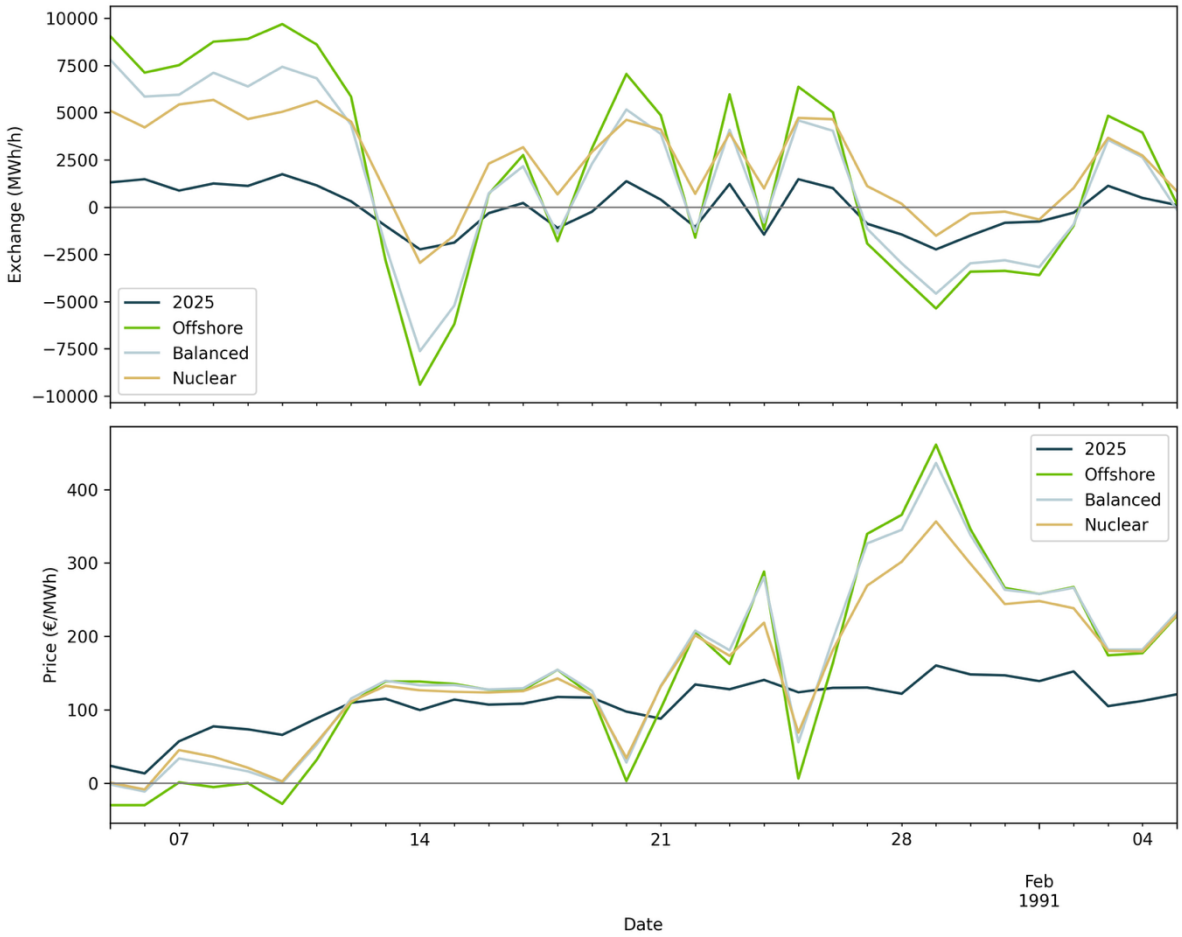
5.6 Grad af selvforsyning

Selvforsyning vurderes ud fra tre indikatorer, der supplerer hinanden: elhandel og importomkostninger, gasforbrug samt den andel af elforbruget, der kan dækkes af indenlandsk produktion i de mest pressede timer.

5.6.1 Import og importomkostninger

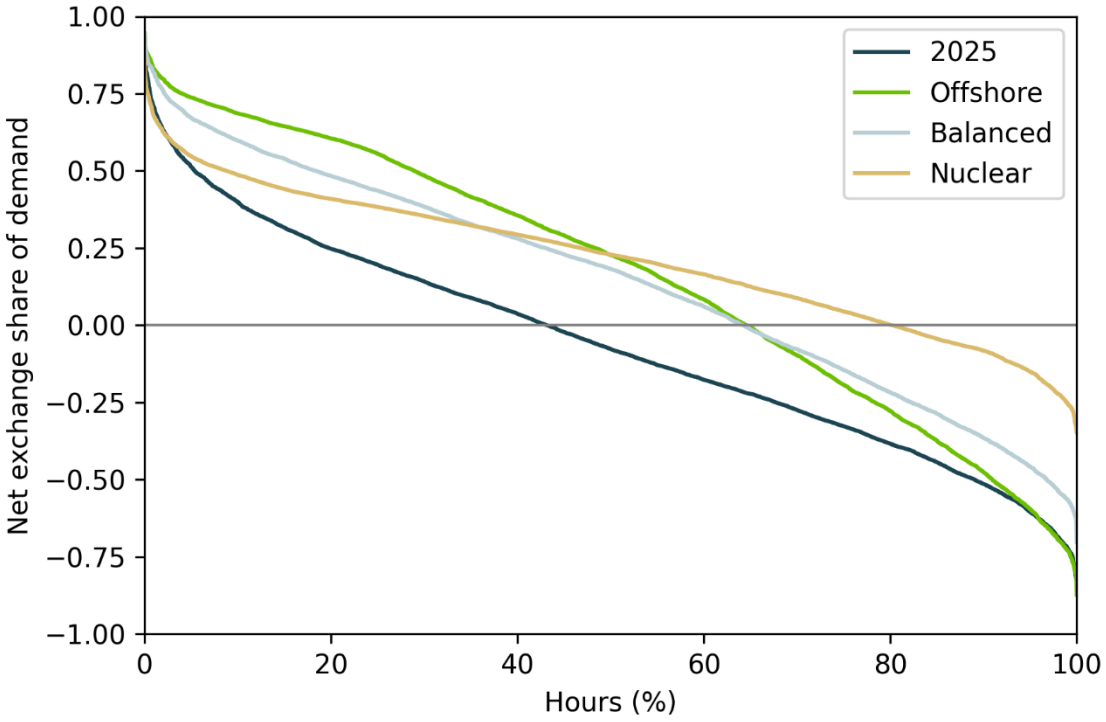
Ved analyse af elimport og elhandel er det afgørende, hvordan import og eksport opgøres. En årsopgørelse, hvor nettoeksport modregnes i nettoimport, kan give et væsentligt for lavt billede af afhængigheden af importeret el. I et lille elsystem som det danske, hvor udlandsforbindelsernes kapacitet overstiger det samlede indenlandske effektbehov, bør import og eksport derfor opgøres hver for sig: nettoimporten summeres for de timer, hvor Danmark samlet set importerer el, og nettoeksporten for de timer, hvor Danmark samlet set eksporterer. Det er lige så vigtigt at se på, hvornår udvekslingen sker, hvor mange timer der importeres, og især hvor stor en del af elforbruget importen dækker i disse timer. Det fremgår ikke af en samlet årsopgørelse. Når elhandlen også opgøres i pengeværdi, indgår elprisen i vurderingen, hvilket giver yderligere information om den potentielle importafhængighed.

Figur 17 viser den daglige danske eludveksling og markedspriserne i DK1 for 2025-referencen og scenarierne Offshore, Balanced og Nuclear. I fremtidsscenarierne følger skiftene mellem import og eksport og bevægelserne i elpriserne overordnet de samme tidsmønstre. I 2025-referencen er udsvingene mindre. De væsentligste forskelle mellem fremtidsscenarierne ligger i handelens omfang og prisniveauet. Offshore har generelt den største import og eksport, mens Nuclear har de mindste udsving.



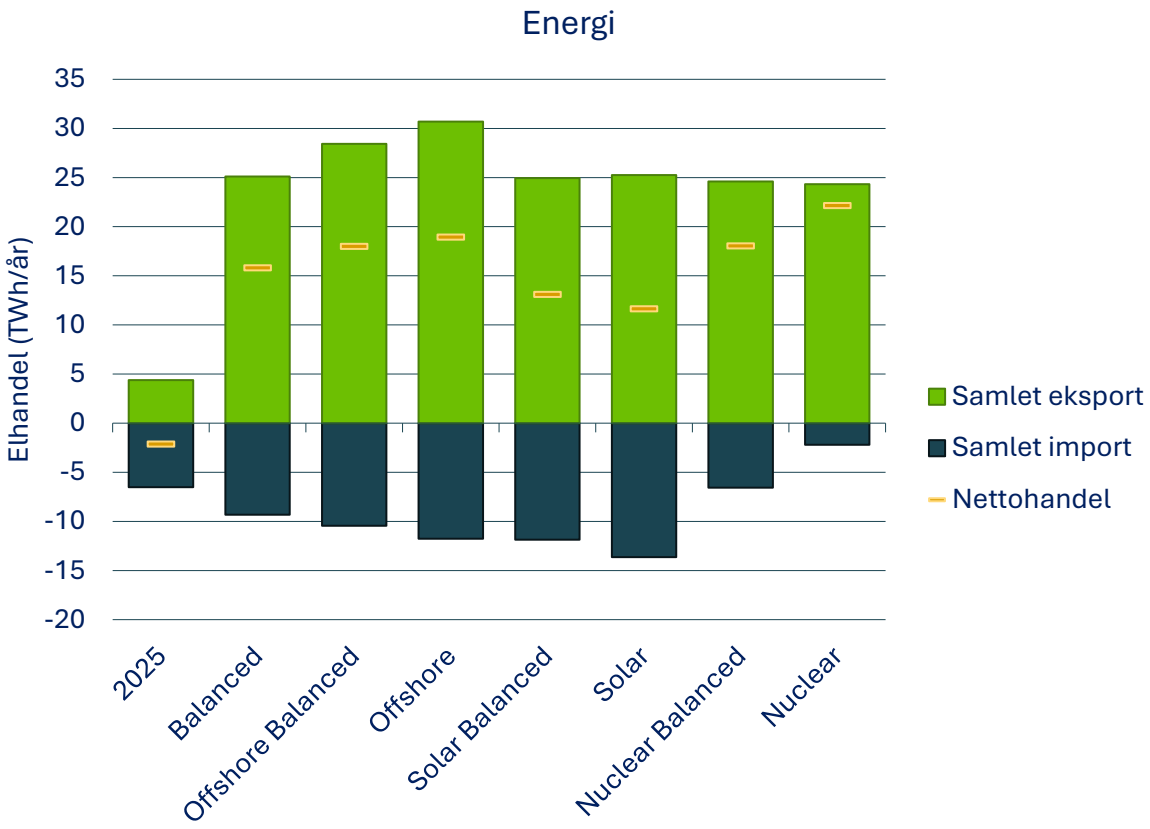
Figur 17. Daglig gennemsnitlig eludveksling for det danske elsystem (øverste panel) og markedspris i DK1 (nederste panel), med fokus på begyndelsen af vejråret 1991, for 2025-referencen og scenarierne Offshore, Balanced og Nuclear. Positive og negative værdier for udvekslingen angiver henholdsvis nettoeksport og nettoimport.

Figur 18 viser varighedskurven for eludvekslingen i hele vejråret 1991, hvor årets timer er sorteret efter eludvekslingens størrelse. I 2025-referencen importeres el i 57 % af timerne. Andelen falder til omkring 35 % i Balanced- og Offshore-scenarierne og til 20 % i Nuclear-scenariet.



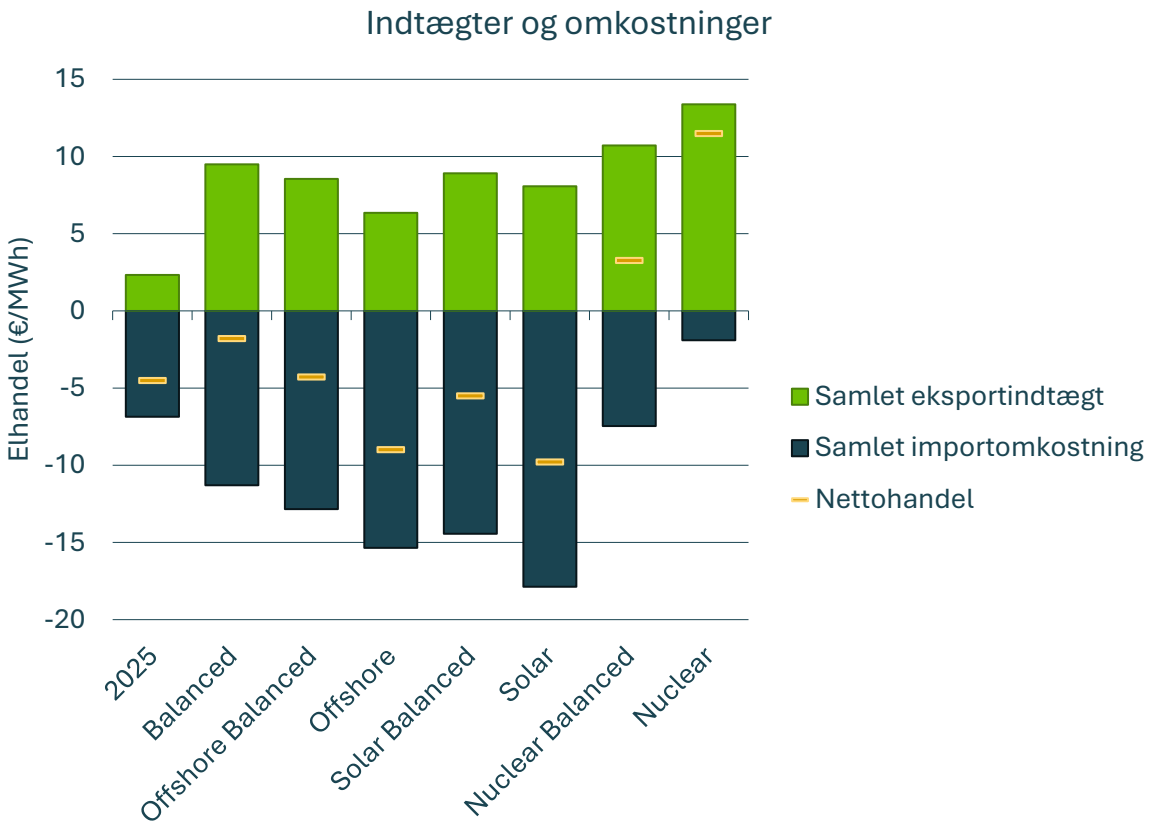
Figur 18. Varighedskurve for eludvekslingen som andel af elforbruget i vejråret 1991 for 2025-referencen og scenarierne Offshore, Balanced og Nuclear. Positive værdier angiver nettoeksport, og negative værdier angiver nettoimport.

Figur 19 sammenligner nettoimporten i årets importtimer og nettoeksporten i årets eksporttimer på tværs af scenarierne. Opgjort samlet for året er alle modellerede fremtidsscenarier nettoeksportører. Balanced-scenariet har en nettoeksport på 15 TWh, mens Solar og Nuclear har henholdsvis den laveste og højeste nettoeksport på 11 TWh og 21 TWh. Offshore og Nuclear har både den største indenlandske produktion (se figur 10) og den største nettoeksport. Solar har den laveste indenlandske produktion og den laveste nettoeksport. Til sammenligning har elsystemet i 2025 en gennemsnitlig nettohandel på -2 TWh, dvs. nettoimport.



Figur 19. Årlig elhandel i Danmark for vejråret 1991 på tværs af scenarierne. Positive og negative værdier for handelen angiver henholdsvis nettoeksport og nettoimport.

Energimængder alene viser ikke, hvornår el importeres eller eksporteres, eller til hvilken pris. Figur 20 belyser dette ved at vise eksportindtægter, importomkostninger og den økonomiske nettobalance i elhandlen. Resultatet afviger markant fra opgørelsen i energimængder. Indtægterne fra nettoeksport i eksporttimerne er generelt lavere end omkostningerne til nettoimport i importtimerne.



Figur 20. Elhandel opgjort i pengeværdi pr. MWh samlet dansk elforbrug i vejråret 1991 for de forskellige scenarier. Positive værdier angiver indtægter fra nettoeksport, og negative værdier angiver omkostninger til nettoimport.

Den økonomiske nettobalance i elhandlen er -4,5 €/MWh i 2025-referencen og -1,8 €/MWh i Balanced-scenariet. I Offshore- og Solar-scenarierne nærmer nettobalancen sig -10 €/MWh. I scenarierne med mere kernekraft falder importomkostningerne, mens eksportindtægterne stiger. Det giver positive nettobalancer på henholdsvis 3,3 €/MWh i Nuclear Balanced og 11,5 €/MWh i Nuclear.

Resultaterne skyldes større udsving i elproduktionen i Offshore og Solar, hvor en større andel vejrafhængig produktion kombineres med mindre regulerbar kapacitet med lave emissioner. Derfor er modellen i højere grad afhængig af nabolandene for at skabe balance mellem produktion og forbrug. Vejrforholdene i Nordeuropa kan følges ad, så der er stor sandsynlighed for, at vind- og solproduktionen er lav i naboregionerne samtidig med, at den er lav i Danmark. Det knytter landenes priser tættere sammen og øger behovet for import i perioder med høje priser. Det fører til både højere elpriser og højere importomkostninger, hvilket peger på en generelt større sårbarhed i disse elsystemer.

Elsystemer med mindre regulerbar lavemissionskapacitet og større importafhængighed kan derfor være mere sårbare over for forhold uden for Danmark, eksempelvis politiske beslutninger i eksportlandene, vejrforhold i nabolandene eller flaskehalse i transmissionsnettet. Scenarier med mere af denne kapacitet i Danmark giver derimod større eksport til naboregionerne under pressede forhold. Det mindsker Danmarks

sårbarhed over for prischok og øger den tilgængelige forsyning i det samlede geografiske område, modellen dækker.

5.6.2 Gasforbrug

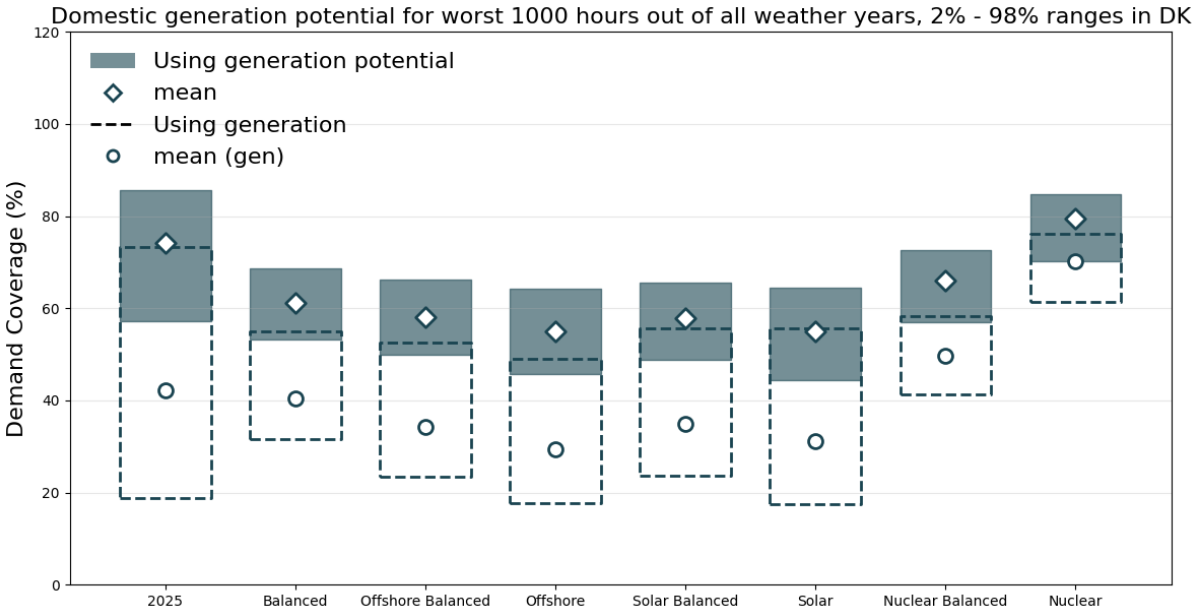
Gasforbruget er begrænset, fordi gasturbinerne forudsættes at fungere som reserver og kun sættes i drift under ekstreme perioder, hvor elforsyningen er under pres, defineret som priser over 500 €/MWh. Det beregnede forbrug på omkring 1 TWh ligger væsentligt under den danske elsektors gasforbrug på omkring 5 TWh i 2025[41]. Resultatet er betinget af denne begrænsning af gasturbinernes drift. Hvis de kunne deltage frit på elmarkedet, ville brændselsforbruget stige væsentligt. Denne følsomhedsanalyse findes i den fulde rapport.

5.6.3 Forbrugsdækning under ekstreme forhold

Ud over gennemsnitsresultaterne er det vigtigt at undersøge ekstreme forhold. Det er ofte spidsbelastningerne, der i praksis bestemmer, hvordan elsystemet dimensioneres og udformes. Robust og stabil drift kræver, at systemet kan håndtere usædvanligt højt elforbrug og pludselige produktionsudfald. Ekstreme forhold øger behovet for reserver i form af både produktionskapacitet og lagring. De stiller også større krav til infrastrukturen, som skal kunne håndtere store effektstrømme og potentielle flaskehalse.

Analysen undersøger derfor, hvor stor en del af elforbruget der kan dækkes af indenlandsk produktion i de 1.000 timer med lavest forbrugsdækning på tværs af de 33 vejrår. Det belyser den fysisk tilgængelige forsyning og supplerer analysen af handelsomkostninger i afsnit 5.6.1. Produktionspotentialet (Generation potential) angiver den indenlandske produktion, der er til rådighed. Den realiserede produktion (Generation) er den produktion, som faktisk finder sted i modellen ud fra markedsforholdene. Sammenholdt viser de to mål, i hvilket omfang import og forbrugsfleksibilitet træder i stedet for indenlandsk produktion i de pressede timer.

[41] Baseret på gennemsnittet på tværs af 33 simulerede vejrår for elsystemet i 2025, hvorfor værdien ikke skal læses som det faktiske gasforbrug i 2025



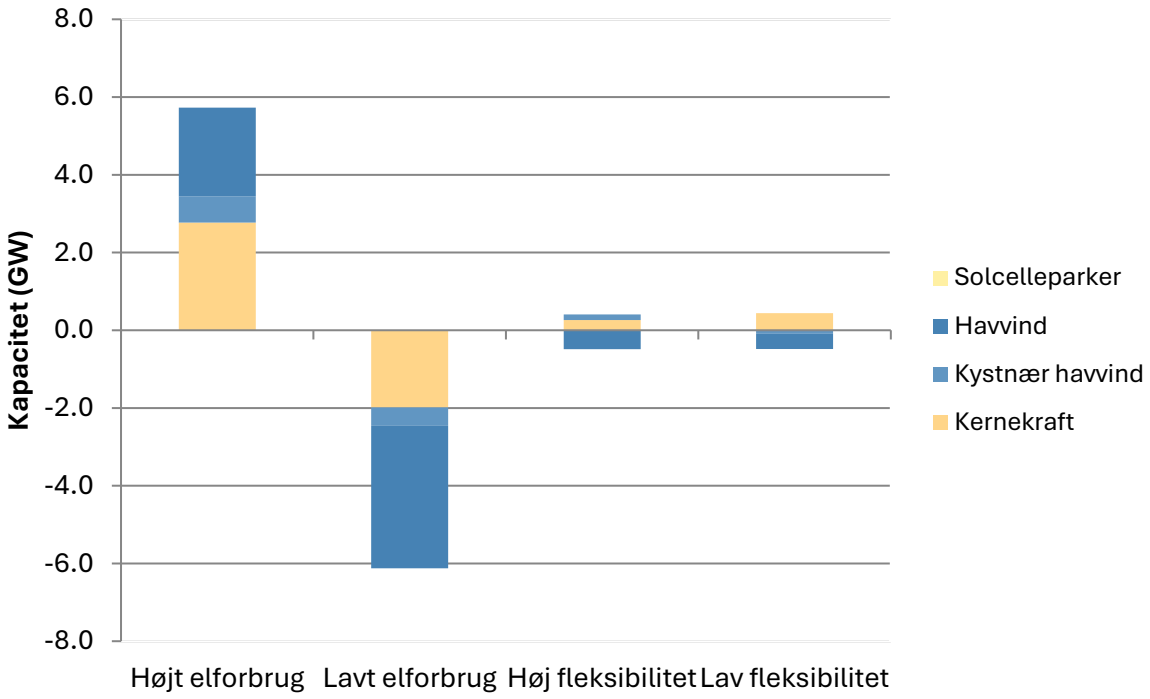
Figur 21. Dækning af elforbruget ud fra henholdsvis realiseret produktion og produktionspotentiale samt variationen i de to mål i Danmark i de 1.000 værste timer på tværs af alle vejrår og scenarier. De værste timer er dem med den laveste forbrugsdækning.

I fremtidsscenarierne falder forbrugsdækningen beregnet ud fra produktionspotentialet generelt i forhold til 2025. I Balanced-scenariet falder den fra 74 % til 61 % (-18 %). Solar og Offshore har det største fald til 55 % (-26 %), mens Nuclear Balanced falder til 66 % (-11 %). Nuclear er den eneste undtagelse med en stigning til 80 % (+7 %). Forskellene skyldes direkte den installerede regulerbare kapacitet i de enkelte scenarier, som vist i figur 12.

Med den realiserede produktion som grundlag er billedet lidt anderledes. I de 1.000 timer med lavest forbrugsdækning dækker systemet i 2025 42 % af elforbruget, tæt på Balanced-scenariets 40 % (-4 %). Offshore har den laveste dækning på 30 % (-30 %), mens Nuclear Balanced og Nuclear har en højere dækning på henholdsvis 50 % (+18 %) og 70 % (+66 %). I Offshore og Solar gør større forbrugsfleksibilitet og import det muligt at dække en mindre andel med indenlandsk produktion. Resultaterne hænger sammen med importomkostningerne i afsnit 5.6.1 og viser Danmarks eget forsyningsbidrag i perioder med en presset elforsyning. Den detaljerede importmodel og de tilhørende handelsresultater findes i afsnit 5.7.1 og bilag E i den fulde rapport.

5.7 Følsomhed over for elforbrug og fleksibilitet

For at undersøge resultaternes følsomhed er kapacitetsudbygningen optimeret ved to alternative forbrugsniveauer på 138 og 64 TWh, sammenlignet med 102 TWh i Reference, samt ved de to alternative antagelser om fleksibilitet, der er beskrevet i afsnit 4.2.2. Figur 22 viser, hvordan den installerede kapacitet ændres i disse beregninger i forhold til Balanced-scenariet. Yderligere resultater om følsomheden over for elforbrug og fleksibilitet findes i afsnit 5.8 og figur 50 i den fulde rapport.



Figur 22. Ændring i installeret kapacitet ved ændrede forudsætninger om elforbrug og fleksibilitet, sammenlignet med Balanced.

Ændrede antagelser om fleksibilitet giver kun små ændringer i den installerede kapacitets sammensætning. Noget uventet giver både lav og høj fleksibilitet lidt mere installeret kernekraftkapacitet. Ved lavere fleksibilitet er det forventeligt, at regulerbar kapacitet bliver mere værdifuld. En mulig forklaring på stigningen ved højere fleksibilitet er, at små stigninger i fleksibiliteten reducerer behovet for at regulere kernekraftens produktion op og ned og forbedrer dens værdifaktor relativt mere end havvindens.

Ændringer i forbrugsvæksten påvirker fordelingen af elproduktionen mellem teknologierne betydeligt mere. I det optimistiske scenarie med højt elforbrug dækkes det øgede forbrug af både havvind og kernekraft. Kernekraft øges mest, og dens andel af elproduktionen stiger fra 17 % til 26 %. I det konservative scenarie med lavt elforbrug stiger vindens andel fra 75 % i Balanced til 83 %, mens kernekraftens andel falder til 6 %.

I disse følsomhedsanalyser ændres produktions- og kapacitetsomkostningerne med mellem -0,9 % og +5,5 % i forhold til Balanced-scenariet. Gennemsnitspriserne ændres med mellem -1,3 % og +0,6 %. Virkningen er dermed større på den installerede kapacitets sammensætning end på den modellerede gennemsnitlige markedspris.

5.8 Sammenligning af modeller

En PyPSA-model med open source blev brugt til at efterprøve cGrids resultater for kapacitetsudbygning. Trods forskelle i modellernes opbygning og antagelser om drift giver de overordnet lignende sammensætninger af elsystemet. Den fulde rapport sammenligner kapacitet, produktion og drift i detaljer. Her fokuserer den forkortede rapport på sammenligningen med Energistyrelsens EA/VTT-analyse, som er relevant for

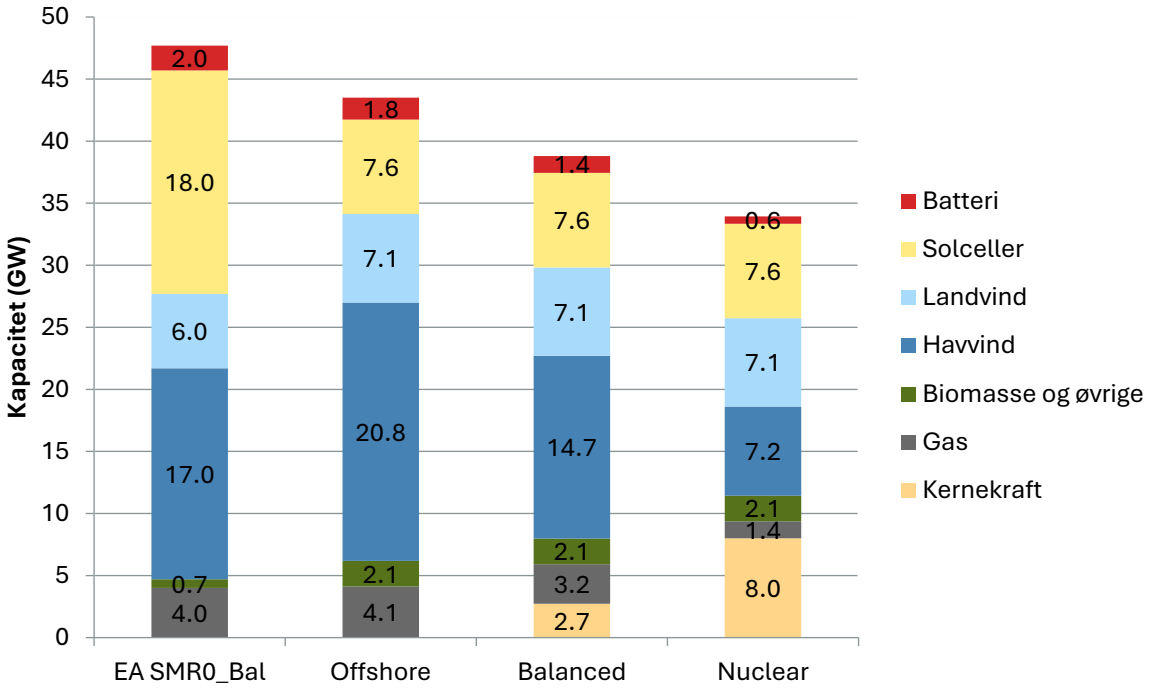
den politiske diskussion. Resultaterne fra sammenligningen mellem modellerne findes i afsnit 5.9.1–5.9.4 og figur 51–59 i den fulde rapport.

5.8.1 Sammenligning med EA-analysen

Som beskrevet i afsnit 2.2.2 undersøger EA/VTT-analysen og denne analyse relaterede, men forskellige spørgsmål, og de har forskelligt fokus og anvender forskellige modeltilgange. I denne analyse optimeres kun kapaciteten i Danmark på tværs af scenarierne. Nabolandenes elsystem fastlægges gennem en præoptimering og holdes derefter uændret. EA/VTT optimerer kapaciteten samlet i et større geografisk område og modellerer både 2040 og 2050.

I EA/VTT-analysen optimeres investeringsbeslutningerne for ét modelår ad gangen uden at tage højde for forholdene i senere modelår. Denne analyse undersøger alene elsystemets sammensætning i slutåret 2050. De to analyser supplerer derfor hinanden. EA/VTT beskriver udviklingsforløbet mere detaljeret, mens denne analyse undersøger et bredere udvalg af forskellige sammensætninger af det danske elsystem i 2050.

Figur 23 sammenligner den installerede kapacitets sammensætning i EA-analysens SMR0_Bal-scenarie med Offshore, Balanced og Nuclear i denne analyse.



Figur 23. Installeret kapacitet i EA/VTT-analysen sammenlignet med tre scenarier fra denne analyse.

EA-scenariet udbygger havvind i omtrent samme omfang som Offshore-scenariet i denne rapport, men har væsentligt mere solkapacitet. Trods den største samlede kapacitet har det den laveste regulerbare kapacitet blandt de sammenlignede systemer.

Tabel 5 sammenligner gennemsnitspriser samt havvindens opnåede elpriser og værdifaktorer. EA/VTT bruger vejråret 2014, mens denne analyse bruger 1991, hvilket vanskeliggør en direkte sammenligning. I den analyse af vejrår, der anvendes her[42], er 1991 det repræsentative år, mens 2014 er det femtedyreste. Den gennemsnitligt opnåede elpris (capture price) bestemmes i høj grad af LCOE for den marginale teknologi. I EA- og Offshore-scenarierne er det havvind, mens det i Balanced er kernekraft.

En sammenligning af 2025-værdierne med Balanced og Offshore viser, at både vindens opnåede elpris og dens værdifaktor falder, når vind fylder mere i elsystemet. Det stemmer med priskannibalisering: Vindmøllerne påvirkes af de samme vejrforhold og producerer derfor meget el på samme tid, hvilket presser markedsprisen i disse timer. EA-scenariet viser et andet mønster. Her ledsages en stor vindudbygning af en højere værdifaktor, hvilket tyder på mindre pres på vindens indtægter, selv om vind er den marginale teknologi og derfor sætter priserne i de timer, hvor den producerer mest. I EA-rapporten har havvind 4.800 fuldlasttimer og en LCOE på 55 €/MWh. Hvis vi antager, at vindudbygningen fortsætter, indtil indtægterne netop dækker omkostningerne, og at den gennemsnitlige elpris i 2050 er 58 €/MWh, bliver den beregnede værdifaktor (capture rate) 55/58 = 0,95.

Tabel 5. Gennemsnitlig markedspris, opnået elpris og værdifaktor for havvind i vejråret 1991. *EA SMR0_Bal gælder vejråret 2014.

	Gennemsnitspris (€/MWh)	Opnået elpris (€/MWh)	Værdifaktor
2025	76	64	84 %
EA SMR0_Bal*	58	55	95 % (udledt*)
Balanced (cGrid)	DK1: 78 DK2: 77	DK1: 60 DK2: 55	DK1: 78 % DK2: 72 %
Offshore (cGrid)	DK1: 71 DK2: 74	DK1: 48 DK2: 45	DK1: 68 % DK2: 61 %

***** Værdifaktoren er estimeret som opnået elpris divideret med gennemsnitsprisen. Den opnåede elpris er udledt af EA's kapacitetsudbygning under antagelsen om, at markedsindtægterne netop dækker omkostningerne.

Tabel 2 sammenfatter forskellene i tidshorisont, det geografiske område for kapacitetsudbygningen og håndtering af vejrår. Disse og yderligere forskelle, herunder netforstærkning og antagelser om modellernes forhåndskendskab til fremtidige forhold,

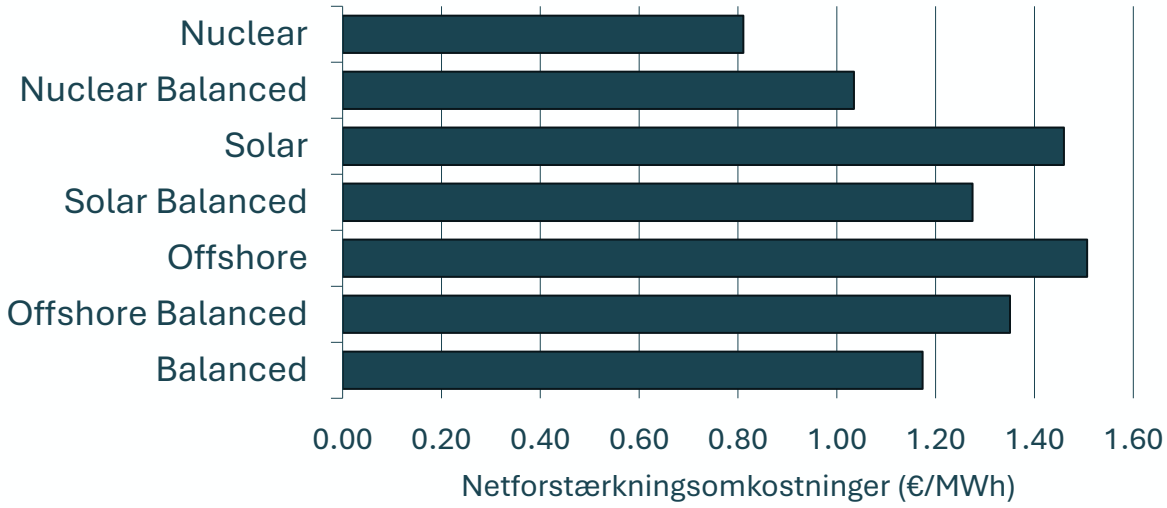
[42] Cox et al. (2026), Strategic capacity expansion planning in hydro-dominated power systems: Insights from the Nordics

er dokumenteret i afsnit 5.9.5 i den fulde rapport. Sammenligningen skal derfor forklare, hvorfor analyserne når forskellige resultater. Den sammenligner ikke modellerne under ens forudsætninger.

5.9 Omkostninger til netforstærkning

Ved beregningen af omkostninger til forstærkning af elinfrastrukturen følger analysen EA Energianalyses forudsætninger[43] (tabel 7, side 25 i deres rapport). Beregningen anvendes som et overordnet skøn over de ekstra omkostninger til elnettet og bygger ikke på en detaljeret modellering af elnettet.

De forventede samlede investeringer i netforstærkning spænder fra 1,2 mia. € i Nuclear til 2,3 mia. € i Offshore. Investeringerne er omregnet til årlige omkostninger over 40 år med en WACC på 6 %. Figur 24 viser disse omkostninger pr. MWh af et samlet elforbrug på 102 TWh. I overslaget giver større udbygning af ikke-regulerbar kapacitet højere omkostninger til netforstærkning, blandt andet fordi kapaciteten ofte ligger længere fra områder med stort elforbrug. Scenarier, som kan bruge eksisterende placeringer, får lavere beregnede netomkostninger, fordi der antages at være mindre behov for netforstærkning disse steder. I en konservativ følsomhedsanalyse behandles regulerbare anlæg som nye termiske anlæg, svarende til kategorien "New thermal" i EA/VTT-forudsætningerne (tabel 7, s. 25). Her stiger omkostningerne til netforstærkning i gennemsnit med 13 %, fra 7 % i Solar til 22 % i Nuclear. I forhold til Balanced er resultatet for Offshore 28 % højere og for Nuclear 31 % lavere.



Figur 24. Investeringer i netforstærkning omregnet til årlige omkostninger, opgjort pr. MWh af et samlet elforbrug på 102 TWh, i hvert scenarie.

De ekstra netomkostninger er små i forhold til de samlede produktions- og kapacitetsomkostninger. Hastigheden for netudbygning kan dog begrænse, hvor hurtigt scenarierne kan realiseres, fordi nettilslutning, tilladelser og offentlige høringer tager

[43] EA Energianalyse (2026), Effects and value of SMR technologies in the Danish energy system

lang tid. Genbrug af eksisterende placeringer og ledningstracéer kan derfor mindske både omkostningerne og risikoen for problemer med gennemførelsen. Beregningen er et førsteordensestimat baseret på standardiserede tilslutningsomkostninger og bygger ikke på en detaljeret netmodel. Den fulde metode og gennemgangen af eksisterende kraftværksplaceringer findes i afsnit 5.10 og figur 62–63 i den fulde rapport.

6 Sammenfattende analyse

Afsnit 6 samler de kvantitative resultater fra afsnit 5 og vurderer de fordele og ulemper, der er mest relevante ved sammenligning af scenarierne. Indikatorerne giver ikke en fuldstændig vurdering af Danmarks fremtidige elsystem, men udvider sammenligningsgrundlaget, så det ikke kun omfatter systemomkostninger, men også selvforsyning, markedsforhold, miljøpåvirkninger, ressourceforbrug samt net- og driftsforhold. Afsnittets sidste del drøfter risici og afhængigheder, som modellen ikke dækker fuldt ud.

6.1 Samlet sammenligning af scenarier

Tabel 6 samler analysens 13 indikatorer, og tabel 7 forklarer, hvordan de er beregnet. Tabellerne bør læses sammen som et grundlag for sammenligning af scenarierne. De giver ikke én samlet rangordning, da flere indikatorer kræver politiske afvejninger, og deres indbyrdes vægt afhænger af danske prioriteter. Rentabilitetsgabet er produktions- og kapacitetsomkostningerne fratrukket indtægterne på day-ahead-markedet, summeret over alle teknologier.

Tabel 6. Samlede resultater for indikatorer for selvforsyning, konkurrenceevne, miljø- og klimapåvirkninger samt net- og driftsforhold i scenarier for det danske elsystem i 2050.

Parameter/scenarie	Balanced	Offshore Balanced	Offshore	Solar Balanced	Solar	Nuclear Balanced	Nuclear
Omkostninger ved nettoimport (€/MWh) ift. 2025	1,8 (-60 %)	4,3 (-5 %)	9,0 (+99 %)	5,5 (+22 %)	9,8 (+120 %)	-3,3 (-170 %)	-11,5 (-350 %)
Gasforbrug (TWh) ift. 2025	0,6 (-87 %)	0,8 (-84 %)	1,0 (-79 %)	0,8 (-83 %)	1,1 (-77 %)	0,4 (-92 %)	0,1 (-98 %)
Forbrugsdækning (%) ift. 2025	61 (-18 %)	58 (-22 %)	55 (-26 %)	58 (-22 %)	55 (-26 %)	66 (-11 %)	80 (+7 %)
Systemomkostninger inkl. import (€/MWh) ift. Balanced	71 (0 %)	73 (+3 %)	78 (+9 %)	71 (0 %)	73 (+2 %)	70 (-2 %)	69 (-3 %)
Omkostningsstigning (€/MWh) ift. Balanced	30 (0 %)	28 (-6 %)	26 (-11 %)	27 (-10 %)	24 (-18 %)	33 (+12 %)	40 (+35 %)
Gennemsnitspris (€/MWh) ift. 2025	78 (-5 %)	76 (-8 %)	73 (-12 %)	81 (-2 %)	82 (0 %)	76 (-8 %)	72 (-13 %)
Prisudsving ift. Balanced	0 %	2 %	-2 %	5 %	8 %	-3 %	-8 %
Rentabilitetsgab (€/MWh)	-1,2	4,8	12,7	-1,6	-1,0	-1,5	0,9
Emissioner (gCO2eq/kWh) ift. 2025	23,1 (-82 %)	23,2 (-82 %)	23,2 (-82 %)	22,9 (-82 %)	23,2 (-82 %)	23,2 (-82 %)	23,4 (-82 %)
Mineralforbrug (kt) ift. Balanced	292 (0 %)	318 (+9 %)	341 (+17 %)	304 (+4 %)	324 (+11 %)	275 (-6 %)	241 (-18 %)
Arealanvendelse ($km^2 \cdot 10^3$)	1,1	1,1	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1
Omkostninger til netforstærkning (€/MWh) ift. Balanced	1,2 (0 %)	1,4 (+15 %)	1,5 (+28 %)	1,3 (+9 %)	1,5 (+24 %)	1,0 (-12 %)	0,8 (-31 %)
Regulerbar kapacitet (GW) ift. Balanced	8,0 (0 %)	7,0 (-12 %)	6,2 (-22 %)	7,1 (-11 %)	6,3 (-21 %)	9,0 (+13 %)	11,4 (+43 %)

Tabel 7. Forklaring af indikatorerne i tabel 6.

Parameter	Beskrivelse
Omkostninger ved nettoimport (€/MWh) ift. 2025	Nettoimportomkostningen er importomkostninger minus eksportindtægter. Den opgøres pr. MWh samlet elforbrug i modellens vejrår 1991 og sammenlignes med referencen for elsystemet i 2025.
Gasforbrug (TWh) ift. 2025	Angiver naturgasfyrede kraftværkers gasforbrug (termisk energiindhold) i modellen som gennemsnit over 33 vejrår, sammenlignet med referencen for elsystemet i 2025.
Forbrugsdækning (%) ift. 2025	Den andel af elforbruget, den indenlandske produktionskapacitet kan dække i de 1.000 timer med den svageste balance mellem produktion og forbrug. Sammenlignes med referencen for elsystemet i 2025.
Systemomkostninger inkl. import (€/MWh) ift. Balanced	Produktions- og kapacitetsomkostninger pr. MWh samlet årligt elforbrug ved Reference-forudsætninger om teknologiomkostninger. Det absolutte niveau vises sammen med afvigelsen fra Balanced-scenariet. Importomkostninger og eksportindtægter er medregnet. Se også afsnit 5.4.
Omkostningsstigning (€/MWh) ift. Balanced	Stigningen i teknologiomkostninger pr. MWh samlet årligt elforbrug, når scenariets egen kapacitetssammensætning prissættes med Conservative-2-forudsætninger i stedet for Reference-forudsætninger. Kapacitetssammensætningen og driften holdes uændret, og import- og brændselsomkostninger er udeladt. Procenttallet sammenligner denne stigning med stigningen i Balanced. Se også afsnit 5.4.
Gennemsnitspris (€/MWh) ift. 2025	Angiver den gennemsnitlige danske elpris på tværs af de 33 vejrår, sammenlignet med den tilsvarende reference for elsystemet i 2025. Se afsnit 5.5.1.
Prisudsving ift. Balanced	Et sammensat mål for spredningen i de kvartalsvise gennemsnitspriser, baseret på intervallet mellem 25. og 75. percentil samt intervallet mellem 1. og 99. percentil. Sammenlignes med Balanced-scenariet. Målet dækker kun vejrbetingede udsving og udelader ændringer i brændselspriser. Se afsnit 5.5.2.
Rentabilitetsgab (€/MWh)	Produktions- og kapacitetsomkostninger minus indtægter på day-ahead-markedet ved Reference-forudsætninger, summeret over alle teknologier og opgjort pr. MWh samlet elforbrug. Et positivt tal angiver et underskud, og et negativt tal et overskud. Fortegnet er modsat figur 16. Se også afsnit 5.5.3.
Emissioner (gCO2eq/kWh) ift. 2025	Beregnet ud fra dansk elproduktion (produktionsbaseret opgørelse, hvor import er udeladt) og opgjort pr. kWh samlet årligt elforbrug med følgende emissionsfaktorer: 735 for gasturbiner (OC), ca. 230 for biomasse, 48 for sol, 12 for kernekraft, 12 for havvind og 11 for landvind, alle i g CO_2eq/kWh. For 2024 er der anvendt en værdi på 130 g CO_2eq/kWh ifølge ElectricityMaps.
Mineralforbrug (kt) ift. Balanced	Beregnet ud fra den installerede produktionskapacitet for de forskellige teknologier og data fra IEA (2022). Sammenlignes med Balanced-scenariet.
Arealanvendelse ($km^2 \cdot 10^3$)	Beregnet med 43 m^2/MWh for landvind, 21 m^2/MWh for store solcelleanlæg, 1 m^2/MWh for kernekraft og 0,8 m^2/MWh for gasturbiner. Biomasse, solceller på boliger og det havareal, havvind anvender, er udeladt.
Omkostninger til netforstærkning (€/MWh) ift. Balanced	Beregnet ud fra estimerede investeringer i netudbygning til ny produktionskapacitet. Beregningen skelner mellem genbrug af eksisterende kraftværksplaceringer og anlæg på nye placeringer for termiske kraftværker. Sammenlignes med Balanced-scenariet.
Regulerbar kapacitet (GW) ift. Balanced	Beregnet på grundlag af installeret kapacitet i biomassekraftvarmeværker, kernekraftværker og gasturbiner (batterier udeladt), sammenlignet med Balanced-scenariet.

Alle scenarier har omtrent samme lave udledninger over anlæggenes livscyklus på ca. 23 gCO_2eq/kWh, ca. 82 % under 2025-referencen, fordi fossil gas kun bruges i begrænset omfang som reserve. Forskellene i arealanvendelse er også små efter det anvendte mål. I alle udviklingsspor udbygges landvind til modellens grænse, mens havvind ikke indgår i arealberegningen. Havvind udbygges dog betydeligt i alle spor. Krav og begrænsninger knyttet til havarealer, tilladelser og interessenter indgår ikke i det beregnede arealmål. De følgende underafsnit sammenligner de tre udviklingsspor.

6.1.1 Solar-sporet

Sammenlignet med Balanced kombinerer Solar-sporet mindre regulerbar kapacitet med større forbrugsfleksibilitet over korte tidsrum. Selv med gradvist lavere omkostninger til sol og batterier udbygges solcelleparker kun i begrænset omfang. Det afspejler deres lave markedsrentabilitet i modellen under de forudsatte forhold i Danmark og nabolandene. Det fulde Solar-scenarie belyser derfor et system uden kernekraft, hvor havvind fortsat har Reference-omkostninger. Det svarer dog ikke blot til at fjerne kernekraft fra Balanced, da omkostningerne til sol og batterier samt den kortvarige fleksibilitet også har gunstigere forudsætninger. Systemet klarer sig dårligere end Balanced på importomkostninger, forbrugsdækning, gennemsnitspris og vejrbetingede prisudsving. Til gengæld er følsomheden over for omkostningsstigninger mindre, og det samlede rentabilitetsgab er mere fordelagtigt. Behovet for kritiske råstoffer, de estimerede omkostninger til netforstærkning og den regulerbare kapacitet ligger overordnet på niveau med Offshore-sporet.

6.1.2 Offshore-sporet

Offshore-sporet kombinerer mere havvind med større mulighed for at flytte elforbrug over længere tidsrum. Sammenlignet med Balanced kan indenlandsk produktion dække mindre af elforbruget i de mest pressede timer. Importomkostningerne, behovet for kritiske råstoffer og de estimerede omkostninger til netforstærkning er højere. Systemomkostningerne er også højere ved Reference-forudsætningerne, men stiger mindre, når teknologiomkostningerne øges. Gennemsnitspriser og vejrbetingede prisudsving ligger overordnet på niveau med Balanced. Den væsentligste økonomiske svaghed er rentabilitetsgabet. Det opstår, fordi mere vindkraft producerer på samme tid og dermed presser den pris, vindmøllerne får for deres el.

6.1.3 Nuclear-sporet

Nuclear-sporet har en større andel regulerbar elproduktion med lave emissioner og forbedrer selvforsyningen. Importomkostningerne falder, indenlandsk produktion kan dække mere af elforbruget i de mest pressede timer, og gasforbruget når de laveste modellerede niveauer. Gennemsnitspriser og vejrbetingede prisudsving er også lavere end i Balanced, mens det samlede rentabilitetsgab fortsat er lille. Den væsentligste ulempe er større følsomhed over for omkostningsstigninger som følge af usikkerhed om kernekraftens anlægsomkostninger. Nuclear-scenarierne kræver desuden færre kritiske

råstoffer, har lavere estimerede omkostninger til netforstærkning og giver mere regulerbar kapacitet.

6.1.4 Afvejning af risici og fordele

Sammenligningen af de tre udviklingsspor handler i høj grad om, hvor usikkerhederne ligger, hvorfor en opdeling i "billigt" og "dyrt" er for enkel. Solar-sporet giver et nyttigt yderpunkt i sammenligningen: Selv med gunstige forudsætninger for sol og batterier tilføjer modellen kun lidt kapacitet fra solcelleparker. Når kernekraft udelukkes i Solar-scenariet, bliver systemet mere afhængigt af vind, fleksibilitet og eludveksling. I Offshore-sporet ligger mere af usikkerheden på indtægtssiden. Omkostningerne stiger mindre ved konservative teknologiforudsætninger, men en stor vindudbygning presser vindkraftens indtægter. I Nuclear-sporet ligger mere af usikkerheden på omkostningssiden: Anlægsomkostninger og projektgennemførelse giver det største spænd i mulige omkostningsstigninger. Det lille rentabilitetsgab for systemet som helhed betyder ikke, at det enkelte kernekraftprojekt kan finansieres uden støtte. Målrettet risikodeling eller støtte kan fortsat være nødvendig ved Reference-omkostninger. Nuclear-sporet har også lavere behov for kritiske råstoffer, lavere estimerede omkostninger til netforstærkning og mere regulerbar kapacitet end Balanced. Disse indikatorer viser forskelle mellem systemerne, men modellen beregner ikke direkte frekvensstabilitet, evnen til genstart uden ekstern strømforsyning eller andre systemydelser. Indikatorerne giver derfor ikke en fuldstændig vurdering af driftssikkerheden.

6.2 Forudsætninger for gennemførelse

De kvantitative resultater dækker ikke alle forhold, der har betydning for at realisere scenarierne. De følgende tre emner er særligt relevante, når sammenligningen skal bruges som grundlag for politiske valg.

Både Nuclear- og Offshore-sporet afhænger af en gunstig industriel udvikling og stabile politiske rammer. Danmark har dog forskellige udgangspunkter for de to teknologier. Havvind kan bygge videre på en etableret dansk industri med leverandører og kompetencer. Kernekraft kræver opbygning af myndighedskompetencer, forsyningskæder og kvalificeret arbejdskraft. De første kernekraftprojekter kan kræve offentlig medvirken til at dele bygge- og finansieringsrisici. Havvind kan kræve ordninger, der stabiliserer indtægterne og tager højde for, at samtidig vindproduktion presser elprisen.

Danmarks udlandsforbindelser gør elpriser og producentindtægter afhængige af udviklingen i Europa. Mere indenlandsk regulerbar produktion mindsker behovet for import i pressede timer, hvorfor et system med mere vind i højere grad er afhængigt af nabolandenes regulerbare produktion, når vindproduktionen er lav. Udlandsforbindelser har fortsat stor værdi, men hvor afhængigt Danmark skal være af nabolandenes investeringsbeslutninger, er imidlertid et strategisk valg.

Elforbrugets vækst og tidspunktet for udbygningen har også betydning. Kernekraft spiller en større rolle i følsomhedsberegningen med højt elforbrug og en mindre rolle ved lavt

elforbrug. Danmarks eksisterende kompetencer inden for havvind gør yderligere vindudbygning mere nærliggende på kort sigt. Kernekraft er primært en mulighed på længere sigt, som kræver tidlig opbygning af kompetencer og organisatoriske forudsætninger. Fleksibilitet i elforbruget til brintproduktion mindsker behovet for ekstra kapacitet til at sikre effekttilstrækkeligheden i Offshore-scenarierne, men ændrer ikke den overordnede sammenligning væsentligt.

6.3 Konklusion

Alle modellerede udviklingsspor er i høj grad afhængige af vindkraft. Den centrale forskel er, hvilke teknologier der supplerer vinden.

Nuclear-sporet har de laveste systemomkostninger ved Reference-forudsætninger blandt Offshore, Balanced og Nuclear og de bedste resultater for selvforsyning. Indenlandsk produktion kan dække mere af elforbruget i pressede timer, og gasforbruget og importomkostningerne er lavere. Desuden er de vejrbetingede prisudsving, behovet for kritiske råstoffer og de estimerede omkostninger til netforstærkning lavere, mens den regulerbare kapacitet er større. Den væsentligste ulempe er den største følsomhed over for stigende anlægsomkostninger og risici ved projektgennemførelse.

Offshore-sporet kan bygge på en etableret dansk industri og er mindre følsomt over for stigende teknologiomkostninger. Ved meget stor udbygning er importomkostningerne dog højere, og indenlandsk produktion dækker mindre af elforbruget. Behovet for kritiske råstoffer og netudbygning er også større. Samtidig har sporet det største rentabilitetsgab for systemet som helhed, fordi vindmøllerne producerer meget el på de samme tidspunkter og dermed presser den pris, de opnår.

Elforbrugets vækst, tidspunktet for udbygningen og udviklingen i det omgivende europæiske elsystem påvirker, hvor fordelagtige de forskellige udviklingsspor er. Havvind kan lettere udbygges på kort sigt. Kernekraft er en mulighed på længere sigt og kræver, at arbejdet med regler, kompetencer og myndighedskapacitet begynder tidligt. Begge spor kan kræve statslig medvirken af forskellige grunde og for at håndtere forskellige risici.

Formålet med arbejdet har været at skabe et gennemskueligt, teknologineutralt og analytisk funderet grundlag for den politiske diskussion om Danmarks energisystem på længere sigt. Analysen udpeger derfor ikke én optimal sammensætning af elsystemet. Den viser, at udviklingssporene giver elsystemet væsentligt forskellige egenskaber og skaber forskellige afhængigheder og risici. En bredt sammensat løsning som Balanced kan sprede risiciene, så resultatet afhænger mindre af én bestemt udvikling. Den får samtidig en mindre del af gevinsten, hvis ét spor udvikler sig særligt gunstigt. Det er fortsat beslutningstagerne, der skal vælge og prioritere mellem sporene.

Analysen skal give den politiske debat et bredere grundlag end et enten-eller-valg mellem teknologier. Den gør det muligt at sammenligne, hvad forskellige sammensætninger af elsystemet kræver, hvilke egenskaber de giver systemet, og hvordan risici og afhængigheder fordeler sig.

hello@quantifiedcarbon.com | quantifiedcarbon.com | LinkedIn