



Ea Energy Analyses

Analyse af elforsynings- sikkerhed

Modelberegninger



Januar 2024

Indholdsfortegnelse

- | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| 1. Baggrund, indledning og formål | Side 4 |
| 2. Metode og model | Side 9 |
| 3. Hovedforudsætninger | Side 18 |
| 4. Delanalyse 1: Vurdering af udfordringer for
effekttilstrækkelighed i anstrengt klimascenarie | Side 26 |
| 5. Delanalyse 2: Modelanalyser af tiltag til forbedring af
elforsyningssikkerhed | Side 40
Side 60 |
| 6. Opsamling og konklusioner | |



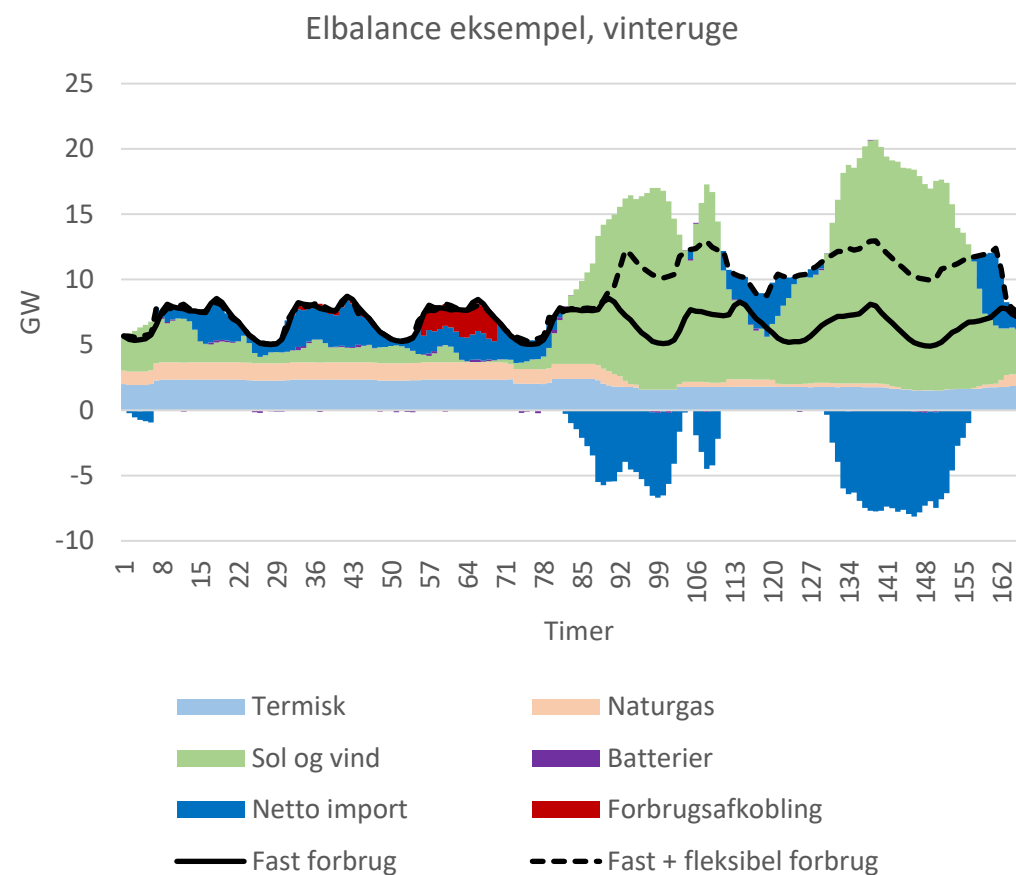
Baggrund, indledning og opgave

Baggrund og indledning

Danmarks elforsyning forventes over de kommende 10-20 år at blive domineret af vedvarende energikilder, såsom havvind, landvind og solceller. Dette ændrer elforsyningen markant og kan muligvis udfordre elforsyningsikkerheden, da den regulerbare kapacitet højst sandsynligt vil blive langt mindre end spidslastforbruget.

Green Power Denmark har i 2023 gennemført et projekt om fremtidens elforsyningsikkerhed i Danmark. Som input til dette projekt har Green Power Denmark bedt Ea Energianalyse om at gennemføre en modelbaseret analyse af fremtidens elsystem og elforsyningsikkerheden i Danmark.

Analysen har fokus på at udforske, om og hvor meget elforsyningsikkerheden kan blive udfordret i år med ugunstige klimaforhold og lavere tilgængelighed af regulerbare kraftværker. Endvidere belyses forskellige løsningsforslag til at afhjælpe udfordringer for elforsyningsikkerheden.



Metode til analyse af elforsyningssikkerhed

Elforsyningssikkerhed analyseres ofte indenfor to områder, tilstrækkelighed og sikkerhed. Tilstrækkelighed siger dels noget om balancen mellem produktion og forbrug, og dels noget om nettets evne til at forbinde produktion og forbrug. Sikkerhed drejer sig typisk om robusthed over for hurtige ændringer i driften, og over for uforudsete hændelser. Nærværende analyse behandler alene tilstrækkelighedsaspektet ved elforsyningssikkerhed.

I de senere år er tilstrækkelighed i stigende grad blevet belyst ved brug af såkaldt probabilistiske analyser, der ved et stort antal Monte-Carlo simuleringer siger noget om sandsynligheden for, at efterspørgslen ikke kan dækkes til alle tidspunkter. Resultater fra sådanne analyser er typisk i formatet Loss Of Load Probability (LOLP) eller Expected Unserved Energy (EUE).

Tilstrækkeligheden kan også beregnes deterministisk, hvor der opstilles bestemte situationsforløb (fx alle timer i et bestemt klimaar), og antallet af timer, hvor forbruget ikke kan dækkes, optælles og analyseres.

Der er fordele og ulemper ved de to analysemetoder (se næste side). I denne analyse anvendes den deterministiske metode.

Deterministiske vs. probabilistiske metoder

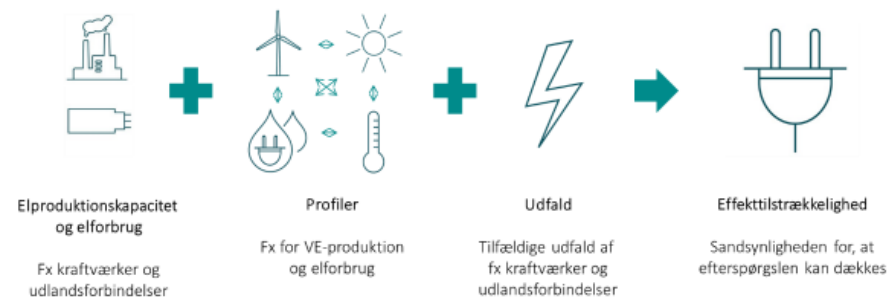
Deterministiske

- God til at analysere og forklare udfordringen i det samlede system
- God til at analysere tiltag og forklare effekten af disse
- Direkte kobling mellem marked/priser og elsystemet
- Udfordringens omfang kan ikke præcist vurderes

Probabilistiske

- Giver konkret bud på udfordringens omfang (EUE, LOLE)
- Indregner sandsynligheder på kraftværksudfald, transmissionsudfald, vejrår
- Udfordring at tage hensyn til sandsynligheder for alternativ udvikling af elsystemet og ekstreme hændelser (sabotage, politiske indgreb, krige, ekstremt vejr osv.)

	Karakteristika	Fordele	Ulemper
Probabilistisk (Energinet, ENTSO-E)	Stort antal Monte-Carlo simuleringer med variationer kapacitet af produktion og transmission, vejrår mv.	Er i stigende grad den internationale ramme for analyser af elforsyningsikkerhed	Meget afhængig af en lang række inputdata, hvor konsekvenser af ændrede data er svære at gennemskue.
Deterministisk (Klimarådet, GPD)	Analyse af bestemt situationsforløb	Resultater markant lettere at overskue og kommunikere. Lettere at lave What-If-analyser og analysere tiltag	Svært at relatere direkte til fx en LOLP-målsætning.



Kilde til figur: Energinets Elforsyningsikkerhedsredegørelse 2023

Analyseopgaven

Den konkrete analyseopgave i dette projekt har været delt op i to delopgaver:

Delanalyse 1: I et anstrengt klimascenarie med samtidige udfordringer med effekttilstrækkelighed i nabolande beskrives og præciseres effekt manglen i Danmark (volumen og tid).

Delanalyse 2: Analyse af hvordan en række tiltag til forbedring af elforsyningssikkerheden vil påvirke effekttilstrækkeligheden. Tiltagene er udviklet i dialog med GPD og i tæt samarbejde med en følgegruppe.

Metode og model

Delanalyse 1 - metode

I delanalyse 1 er der regnet på to scenarier:

- **Normalt år.** Normalt klimaår (1995) med AF22 for Danmark og ENTSO-E's forudsætninger (Global Ambition) for det øvrige system.
- **Stresset år.** Dårligt klimaår (1996). Yderligere, reduceres vindproduktionen 25% i vindsvage perioder i hele Europa. Yderligere, reduceres regulerbar produktionskapacitet (atomkraft, kul og gas) med 10%.

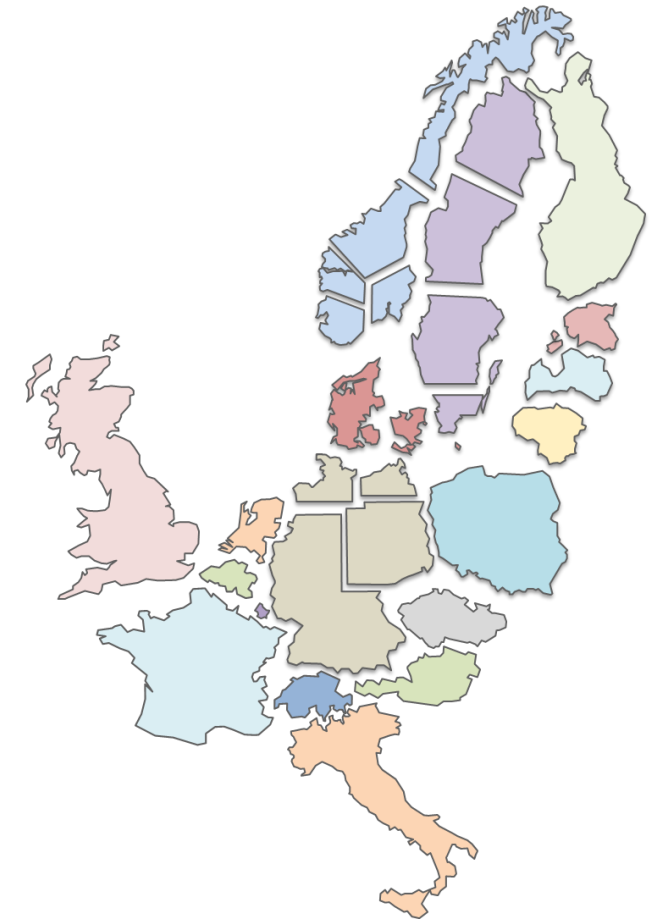
Balmorel modellen anvendes som analyseværktøj.

- I Balmorel inkluderes størstedelen af det europæiske elsystem, ikke kun Danmark.
- Balmorel er en deterministisk model, der kender fremtiden for et år ad gangen.

Systemets karakteristika og effekttilstrækkelighed i det stressede år analyseres og illustreres i 2030 og 2040.

I modelleringen inkluderes følgende lande: Østrig, Belgien, Tjekkiet, Danmark, Estland, Finland, Frankrig, Tyskland, UK, Italien, Letland, Litauen, Luxemburg, Holland, Norge, Polen, Sverige, Schweiz.

Klimarådet udgav i maj 2023 analysen "Sikker elforsyning med sol og vind". Nærværende analyse anvender i vidt omfang samme metodiske tilgang og bygger videre på Klimarådets analyse.



Valg af scenarie

I denne analyse har vi valgt hovedsageligt at basere os på ENTSO-E's "Global Ambition" scenarie fra Ten Year Net Development Plan (TYNDP) 2022.

Scenariet indeholder en stor direkte elektrificering af henholdsvis transportsektoren, industrien, individuel opvarmning og indirekte elektrificering i form af PtX produktion.

Scenariet fokuserer på en grøn omstilling med havvind, landvind og solceller. Biomasse, CCS, produktion og import af grønne brændsler og brint er også en del af scenariet. Der er også energibesparelser, men hovedfokusset ligger på dekarbonisering af forsyningen.

Endeligt energiforbrug, TYNDP scenarier

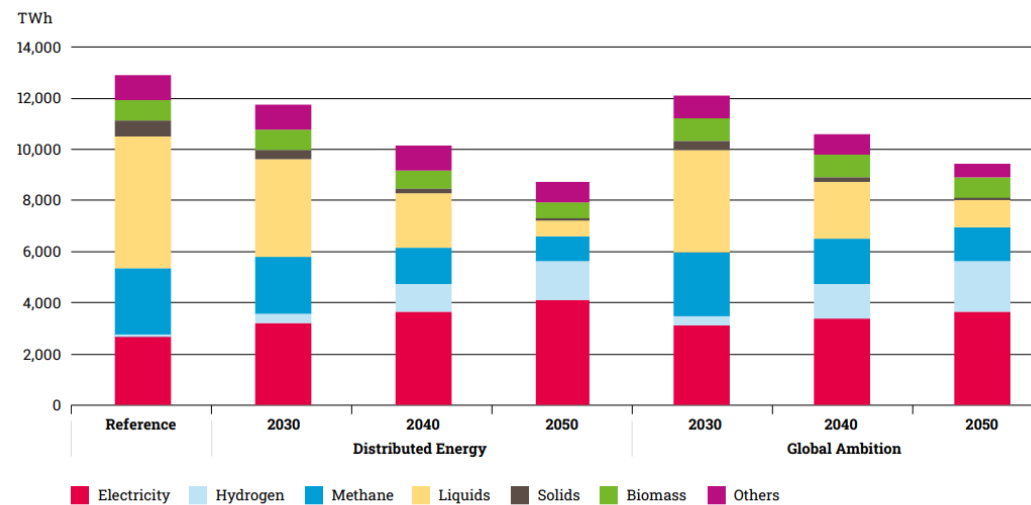


Figure 3: Final energy demand per carrier (energy and non-energy use for feedstock) for EU27

Kilde: ENTSO-E, TYNDP 2022.

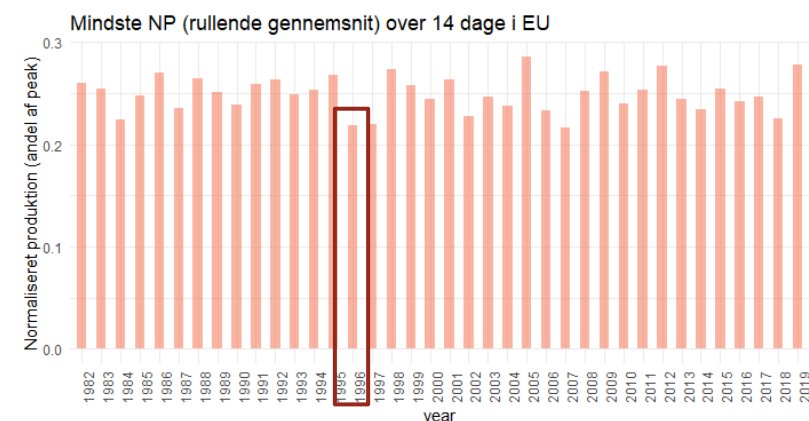
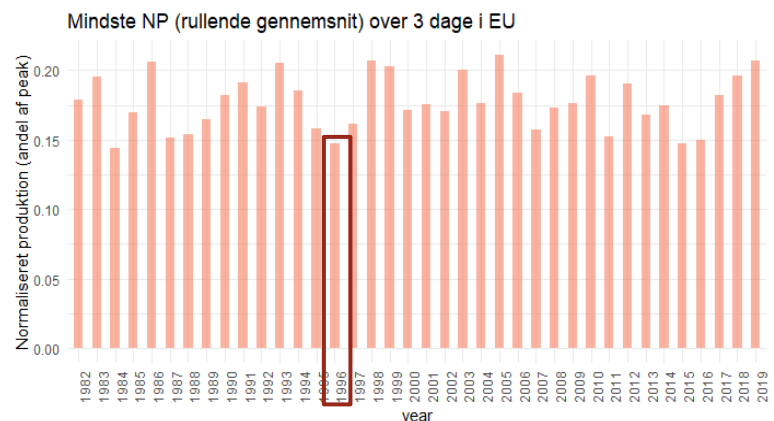
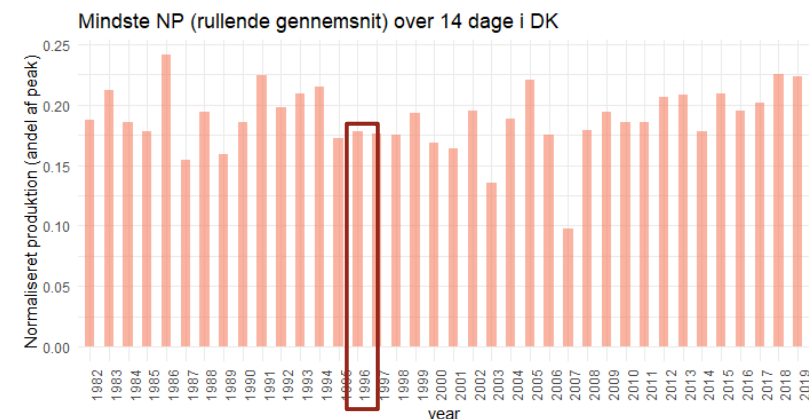
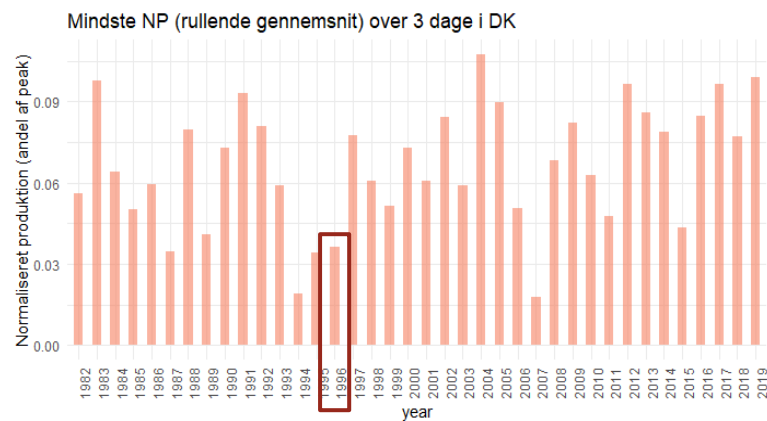
Valg af klimaar

De sidste 40 års historiske vejrdata er blevet anvendt til at finde det værst tænkelige klimaar i et kombineret dansk og europæisk perspektiv. Her er der set på årlig produktion af vind og solceller og på kritiske perioder med lav vind og sol.

Her har man kunne konkludere, at 1996 var et særdeles kritisk klimaar, da man kan observere en 3-dages periode med meget lav vind og sol i Danmark, men samtidigt også på europæisk plan. Samme år er der også en 14-dages periode med meget lav vind og sol både i Danmark og i Europa.

På årsbasis er elproduktionen fra vind og sol 6% lavere end et normalår i 1996, både i Europa og i Danmark.

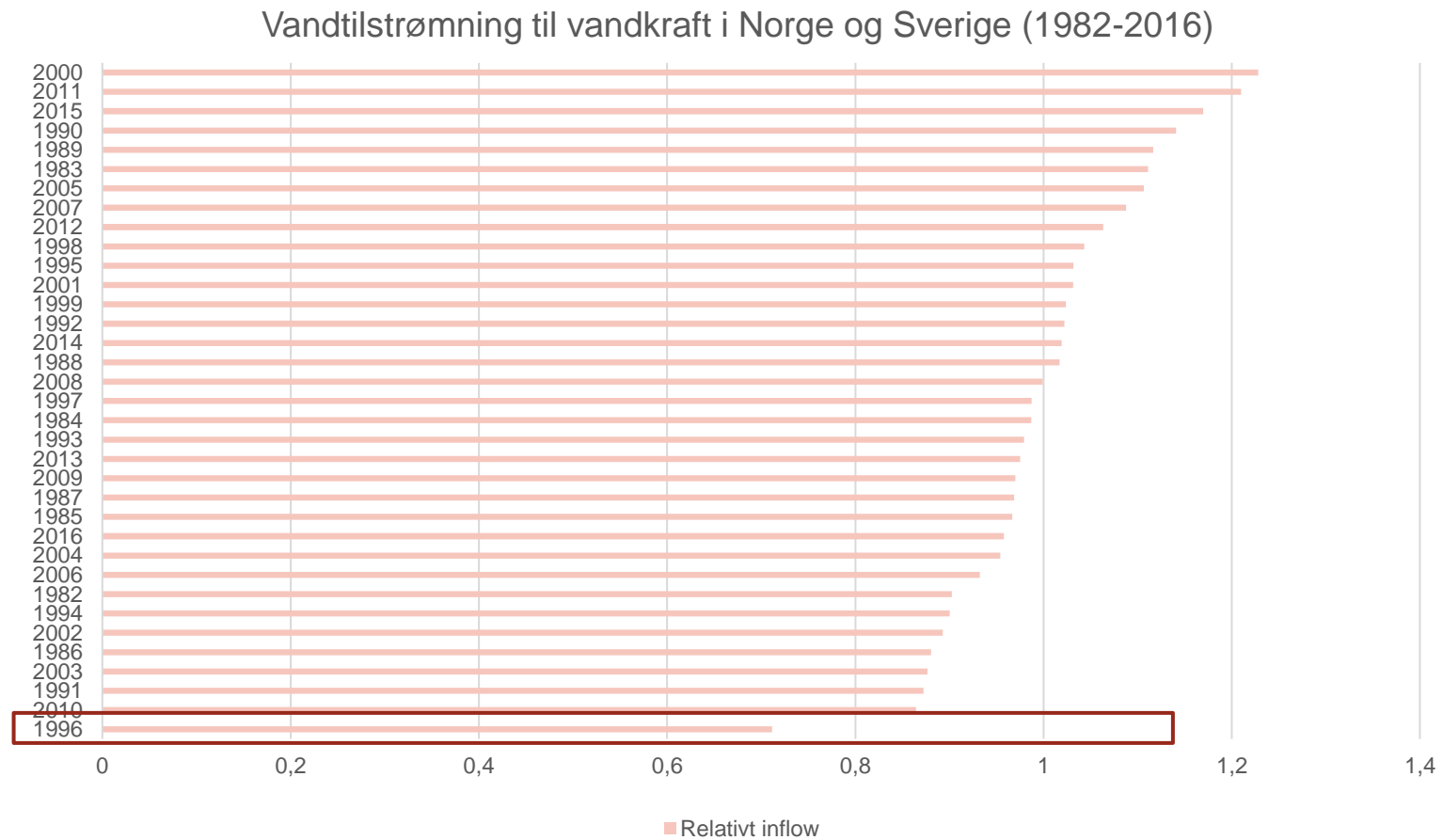
Yderligere, var 1996 det værste tørår i 40-års datasættet, vist på næste side. Vandindstrømningen var reduceret med 30% i forhold til et normal år.



Graferne viser normaliseret produktion for vind og sol



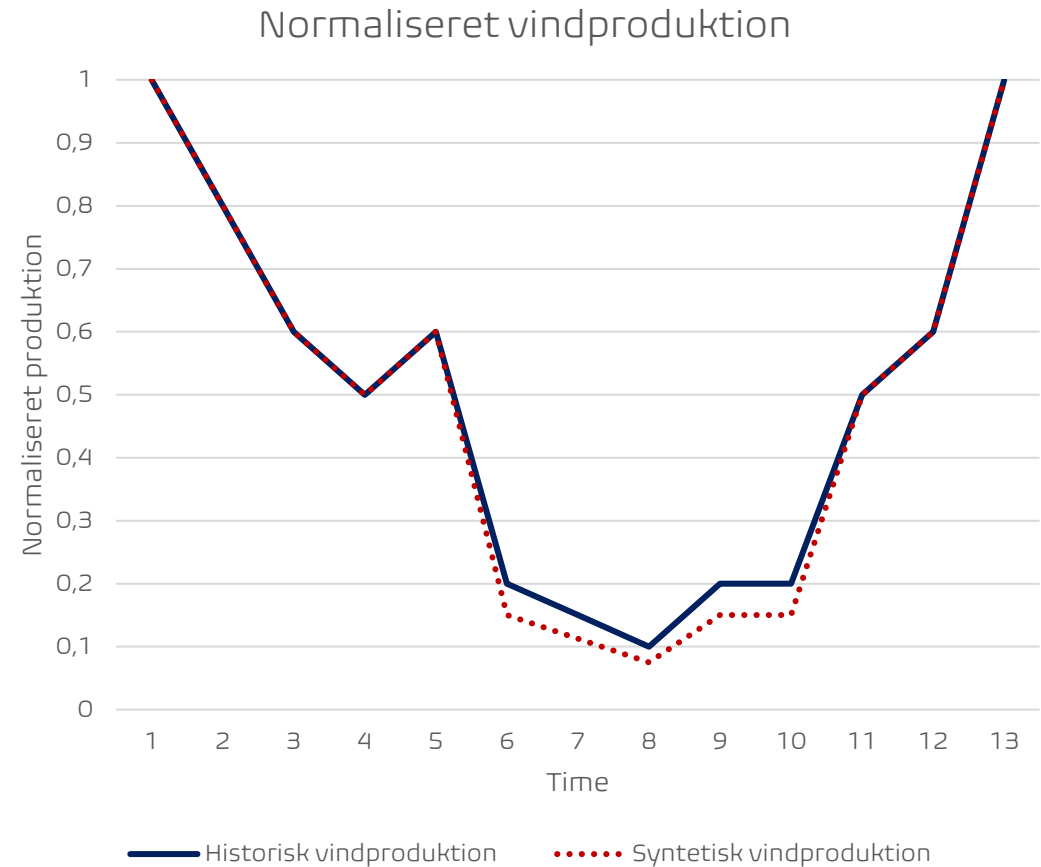
Normaliseret vandtilstrømning



Syntestisk klimachok

Med 1996 som udgangspunktet, har vi lavet et yderligere vejrchok, som skal emulere en 100-års hændelse.

All vindproduktion i Europa er blevet reduceret 25% i perioder med under 25% af normaliseret vindproduktion.



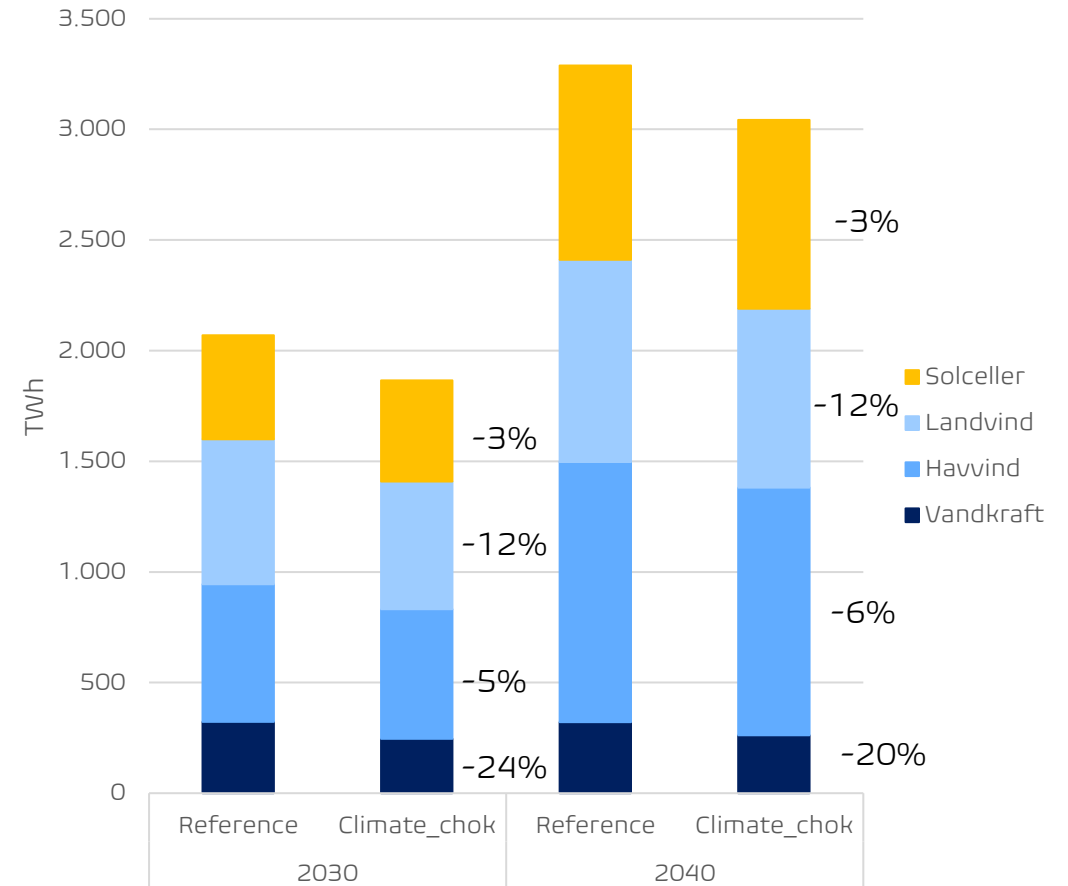
Elproduktion på årsbasis i klimachok scenariet

Grafen til højre sammenligner elproduktionen fra vind, sol og vandkraft på årsbasis mellem referenceåret 1995 og klimachok året 1996 med yderligere reduceret vindproduktion i vindsvage perioder.

Overordnet set er elproduktionen i det samlede system reduceret med 205 TWh i 2030 og 240 TWh i 2040.

På systemniveau er vandkraft og landvind mest påvirket af 1996 klimaåret med 20-24% og 12% mindre elproduktion på årsbasis. Det er meget forskelligt fra land til land, hvor meget klimaåret betyder.

For Danmark, er effekten 8% mindre havvind, 12% mindre landvind, 7% mindre PV på årsbasis i 2030.



Modelinput - forbrug

Elforbrug

- Samlet kategori for klassisk elforbrug, industri, individuel opvarmning, datacentre taget direkte fra ENTSO-E “Global Ambition”, TYNDP2022
 - Individuel opvarmning er ikke repræsenteret særskilt i det anvendte ENTSO-E’s datasæt. Da vi ønsker at modellere fleksibilitet af denne kategori, har vi repræsenteret den særskilt. Vi har anvendt Ea’s standard Balmorel forudsætninger baseret på “Fit for 55”-scenarier.
 - Klassisk elforbrug, industri (inkl. datacentre) bestemt ved at fratække elforbrug til individuel opvarmning fra ENTSO-E’s tal.
- Forbrug for elbiler er taget direkte fra ENTSO-E “Global Ambition”, TYNDP2022.
- Elforbrug til brintproduktion taget direkte fra ENTSO-E “Global Ambition”, TYNDP2022.
 - ENTSO-E modellerer et større brintforbrug, som kun delvist opfyldes fra elektrolysebaseret brintproduktion inden for Europas grænser.
- Forbrugsvariationer – anvendt Ea data. Klassisk elforbrug følger 2014-profil.

Fjernvarmeforbrug

- Ikke tilgængeligt fra ENTSO-E – her er der anvendt Ea’s forudsætninger.

Modelinput – produktionskapacitet og transmissionsforbindelser

Produktionskapacitet

- Kapacitetsdata taget direkte fra ENTSO-E data
- Revisionsperioder og udfald baseret på Ea's data
- Al produktionskapacitet antages tilgængeligt for produktion (kapacitet ikke taget ud til reserver)

Eltransmissionsforbindelser

- Kapaciteter og udbygning af net er taget fra ENTSO-E "TYNDP2020", og "System Needs Study 2022" imod 2040.

Visse justeringer af data for Tyskland og Norge/Luxembourg (ikke alle data tilgængelige).

Hovedforudsætninger

Brændsels- og CO2 priser

Brændselspriser

På kortsigt er der anvendt Futures (April 2023), op til 2026.

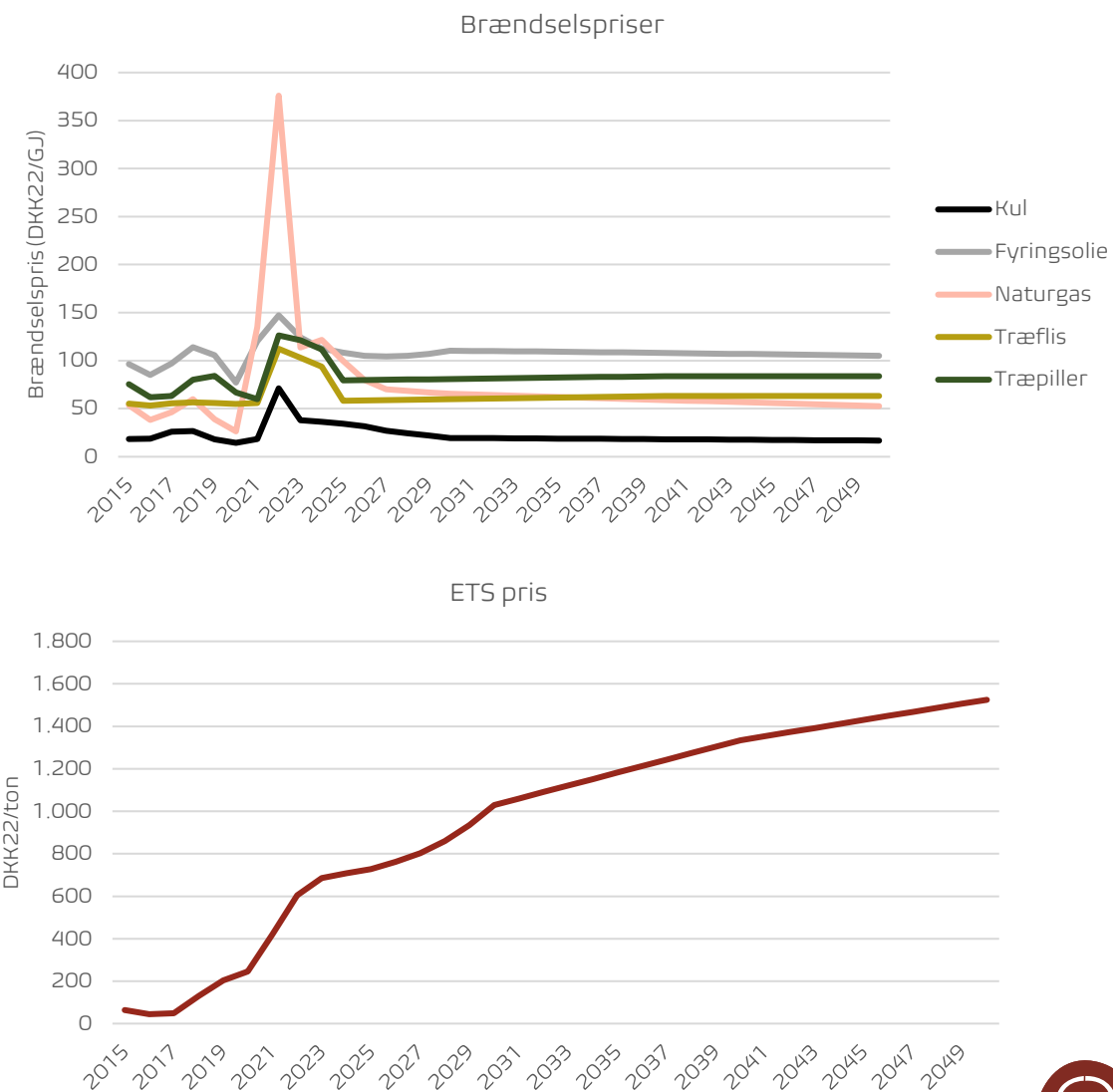
På lang sigt bruges, IEA World Energy Outlook 2022, Announced Pledges scenario. For naturgas bruges LNG import pris (Japan).

Biomassepriserne er baseret på de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger fra Energistyrelsen.

CO2-priser

På kort sigt, bruges forward priser (fra April 2023) frem til 2026.

På lang sigt forventes priserne at konvergere imod Announced Pledges scenariet fra WEO2022.



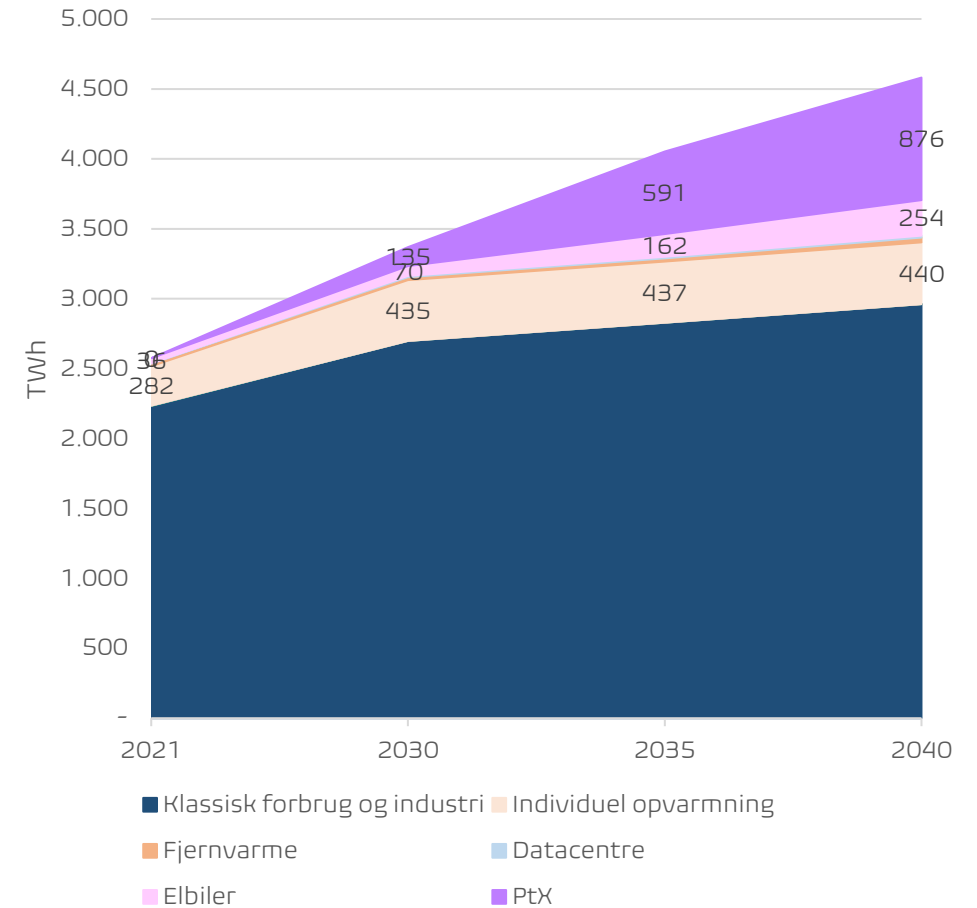
Elforbrug i det samlede system

Elforbruget er som tidligere nævnt hovedsagelig baseret på ENTSO-E "Global Ambition" scenariet. Scenariet indeholder en stor direkte elektrificering af henholdsvis transportsektoren, industrien, individuel opvarmning og indirekte elektrificering i form af PtX produktion.

Den helt store driver i elforbrugsudvikling imod 2040 er PtX. Industrien, elbilers, og individuel opvarmning resulterer også i store stigninger i elforbruget.

EU har i forbindelse med RePower EU aftalen meldt ud, at målsætningen er en fordobling af PtX i 2030, hvilket ikke er inkluderet i dette scenarie. Dette ville mere end fordoble elforbruget til PtX i 2030.

"Classic demand" inkluderer husholdninger, industri, virksomheder og datacentre.



Lande inkluderet: Østrig, Belgien, Tjekkiet, Danmark, Estland, Finland, Frankrig, Tyskland, UK, Italien, Letland, Lithuen, Luxemburg, Holland, Norge, Polen, Sverige, Schweiz.



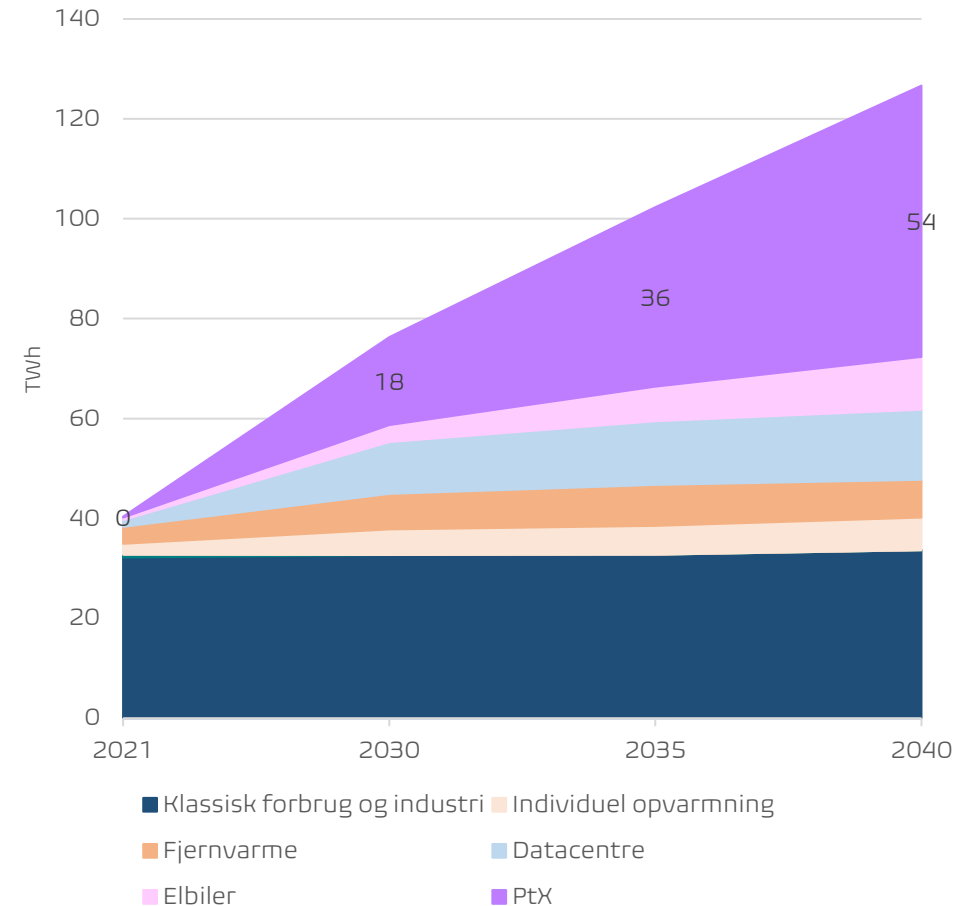
Elforbrug i Danmark

Elforbruget for klassisk forbrug og industri, elbiler og individuelle varmepumper er baseret på Analyseforudsætningerne 2022 (AF22).

PtX elforbruget er ikke fastsat for hvert land, men det er en del af en større modeloptimering, hvor modellen lægger elektrolyse i de prisområder, hvor det er mest fordelagtigt.

Det resulterende PtX elforbrug for Danmark er 54 TWh i 2040, hvilket er lavere end AF22 på 84 TWh.

El til fjernvarme er også en modeloptimering, men det resulterende forbrug ligger meget tæt på AF22.



Fleksibilitetsantagelser for elforbrug

El til fjernvarme er baseret på prissignaler. Modellen har investeringsmuligheder for varmelagre, som den investerer endogen i.

Klassisk forbrug (inkl. industri): Demand response fra TYNDP "Global Ambition" scenariet. Baseret på 6 niveauer for prisleedsomhed. Svarer totalt til omkring 8% kapacitet af gennemsnitlig efterspørgsel i 2030 og 11% i 2040.

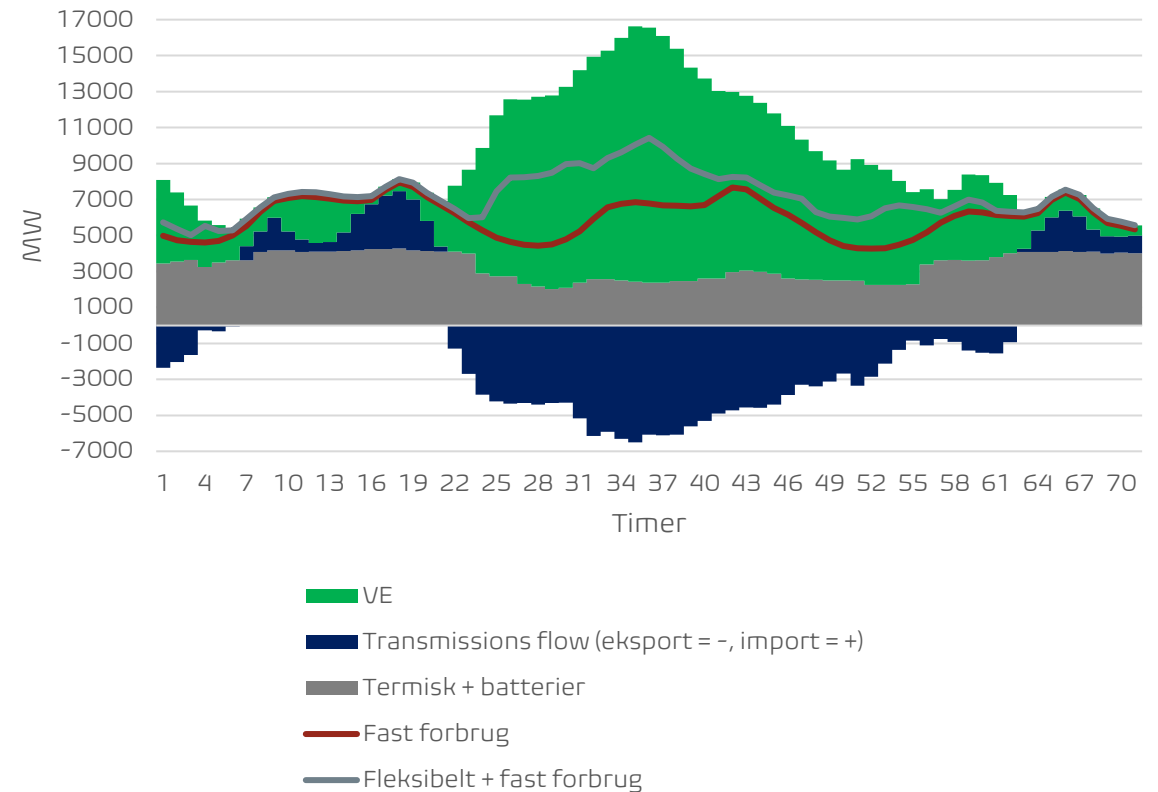
- Tilsyneladende beregnet ud fra ændringer i forbrugsprofiler afhængigt af priser. Ikke tydeligt beskrevet i ENTSO-E's dokumentation, hvordan det præcist er udregnet.

Elbiler er modelleret med fleksibilitet til at flytte det gennemsnitlige forbrug op til 4 timer indenfor en dag.

Der antages stigende fleksibilitet i den individuelle opvarmning ved udnyttelse af den termiske masse i bygninger og varmtvandstanke. Det gennemsnitlige forbrug kan flyttes to timer.

Elforbrug til PtX er givet af ENTSO-E's data og AF22. Modellen optimerer elektrolysekapacitet i hvert prisområde og driver anlæg fleksibelt efter elpriserne.

Fleksibilitetseksempel



Udbygning med eltransmission

Transmissionsudbygningen er baseret på ENTSO-E's "System Needs Study 2022", set til højre. Disse fremskrivninger er lavet af ENTSO-E med deres interne systemmodel, hvilket resulterer i et estimat på fremtidige flaskehalse.

Tyskland er modelleret som én budzone, selvom der historisk set har været store interne flaskehalse.

De tre sydligste norske budzoner er modelleret som én budzone, da inputdata er givet på denne måde. Derfor modelleres interne flaskehalse mellem disse tre budzoner ikke.

Total capacity in 2040

(today's grid + expected additional capacity until 2025 + needs in 2040)

CROSS-BORDER CAPACITIES IN 2040 - FINAL NTC



STORAGE CAPACITIES PER COUNTRY IN 2040

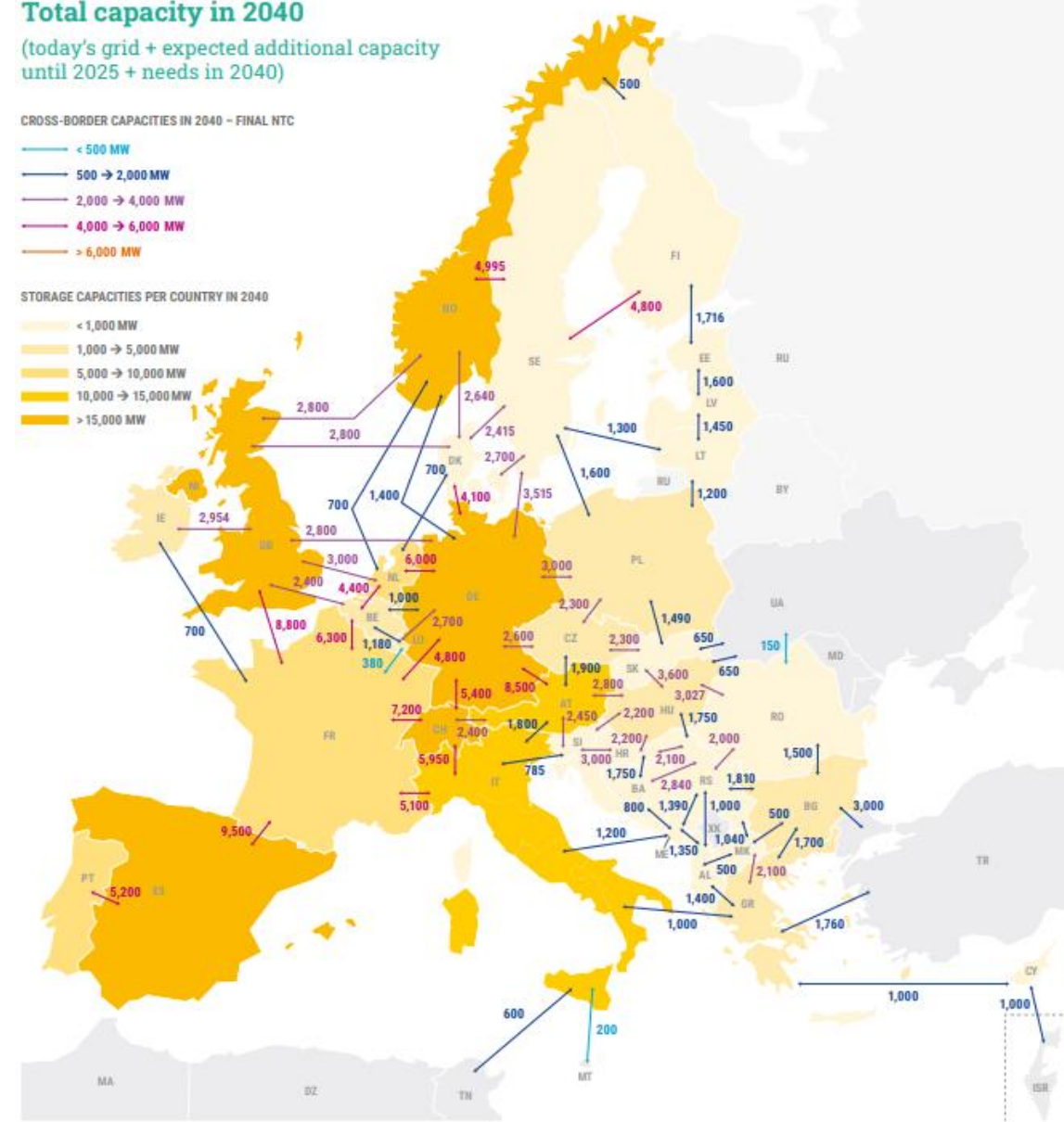
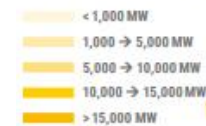


Figure 1.4 – Total cross-border capacities and storage capacities in 2040 (for cross-border increases: capacities expected around 2025 plus capacity increases identified in the system needs study for the 2040 horizon; for storage: capacities in the National Trends 2030 scenario plus capacity increases identified in the system needs study for the 2040 horizon). To not overcharge the map, only the highest value is displayed on borders where the value is not the same in both directions.²

Yderligere antagelser om produktion af brint

Brintbehovet og dermed elforbruget til elektrolyse, som modellen skal forsyne, fastlægges eksogent. Behovet er defineret ud fra elforbrug til brintproduktion i Global Ambition scenariet.

Det er lagt ind, at modellen har frihed til at rykke en del af brintproduktionen til lande, hvor økonomien er bedre i forhold til elpriser.

- Hvert land skal producere mindst 50% af deres respektive brint-behov lokalt. Dog mindst 100% i Danmark.
- Optimering sker under forudsætning om tillæg på en transportomkostning på omkring 2 €/GJ brint

Brintefterspørgslen antages at være konstant i hver time hen over året.

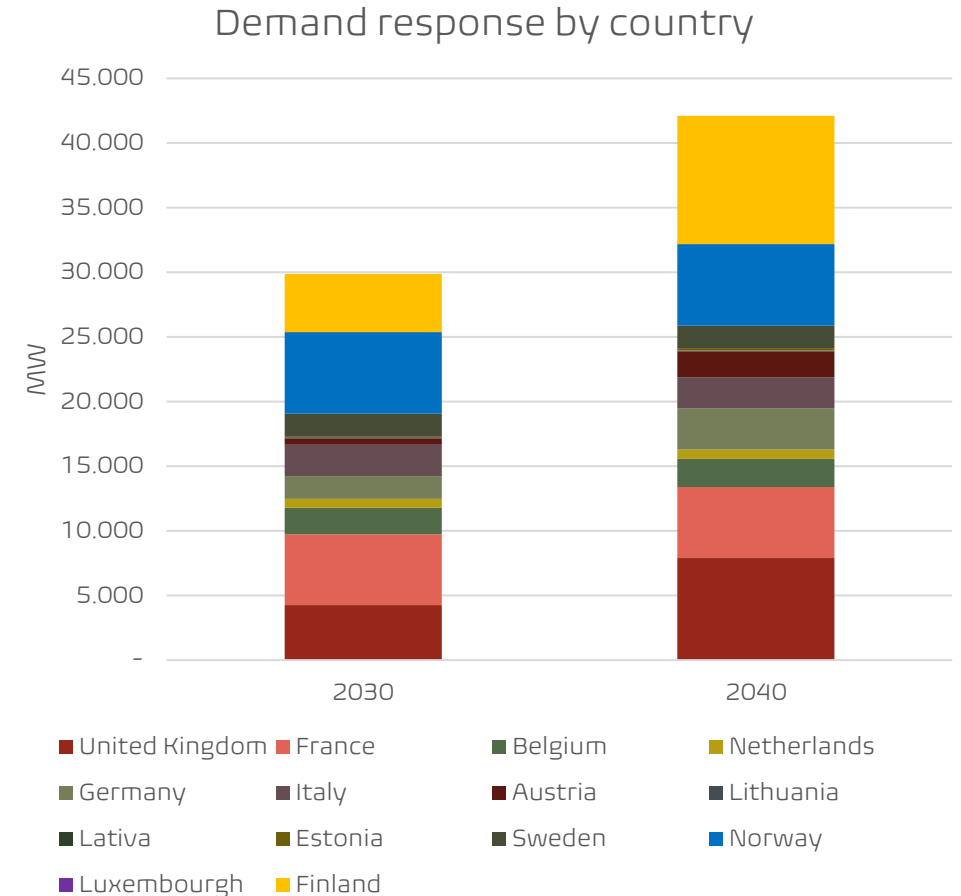
- Dog har modellen mulighed for at bygge storskala undergrundslagre til at understøtte brint-produktion, således at elektrolyseanlæggene kan producere fleksibelt i forhold til elpriser. Mængde og placering af brintlagre er således en modeloptimering i Balmorel i tillæg til forudsætninger fra ENTSO-E (data ikke tilgængeligt for brintlagre i ENTSO-E-scenarier)

Prisfleksibelt forbrug (demand response) i Global Ambition scenariet

Elbiler, PtX og individuel opvarmning kan flytte elforbruget mellem timer, men kan ikke frivilligt reduceres.

For det klassiske elforbrug og industrien er der lagt prisfleksibelt forbrug ind, så forbrug kan reduceres gradvis ved forskellige prisniveauer. Summen er disse er 30 GW i 2030 og 42 GW i 2040. Der er en række prisniveauer, hvor forskellig kapacitet afbryder, set i tabellen forneden. De laveste trin er 140 €/MWh og det højeste er 4800 €/MWh.

Band	Activation price (EUR/MWh)
DSR Band 1	140
DSR Band 2	500
DSR Band 3	900
DSR Band 4	1500
DSR Band 5	3500
DSR Band 6	4800



Delanalyse 1: Vurdering af udfordringer for effekttilstrækkelighed i anstrengt klimascenarie

Kapacitet i modelområdet

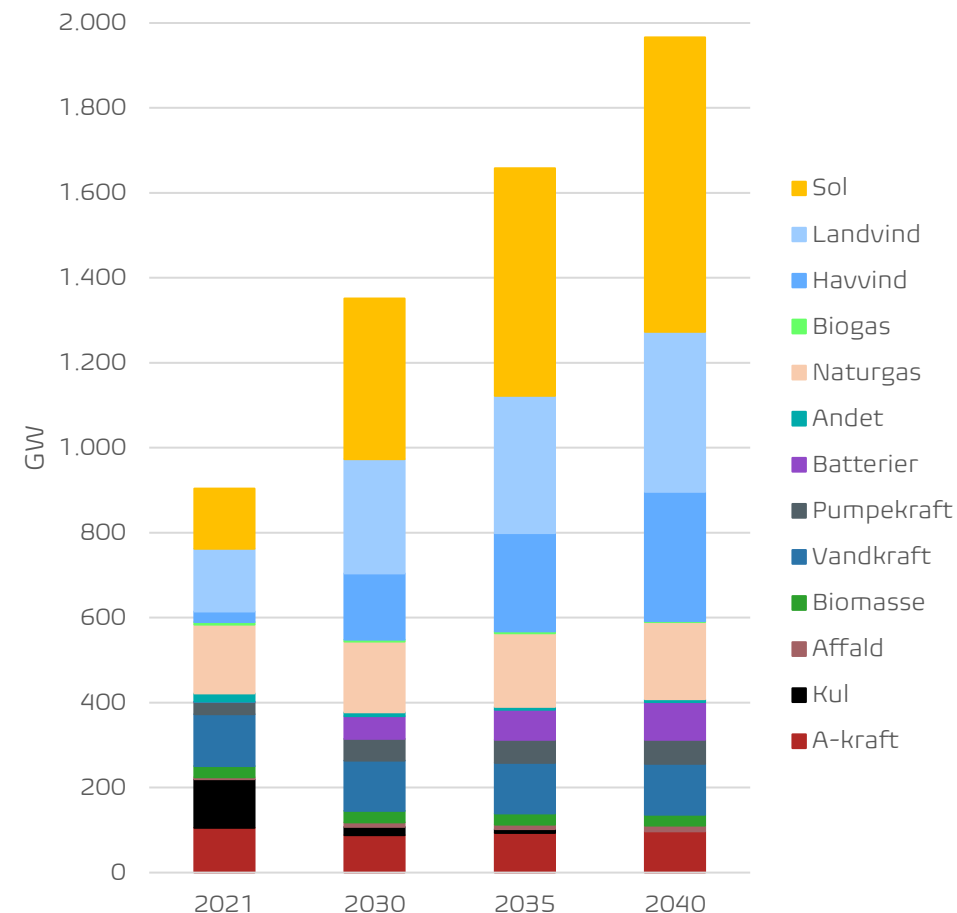
Elproduktionskapacitet i systemet er defineret ud fra Global Ambition scenariet, og Analyseforudsætningerne 2022 for Danmark.

Fra 2021 til 2040 udbygges kapaciteten af sol og vind markant i takt med det stigende elforbrug.

Kul kraft udfases kraftigt mod 2030, og udfases 100% frem til 2040.

Kapaciteten af atomkraft og vandkraft er på samme niveau i 2030, 2035 og 2040.

Naturgaskapaciteten er også nogenlunde konstant i 2021-2040.



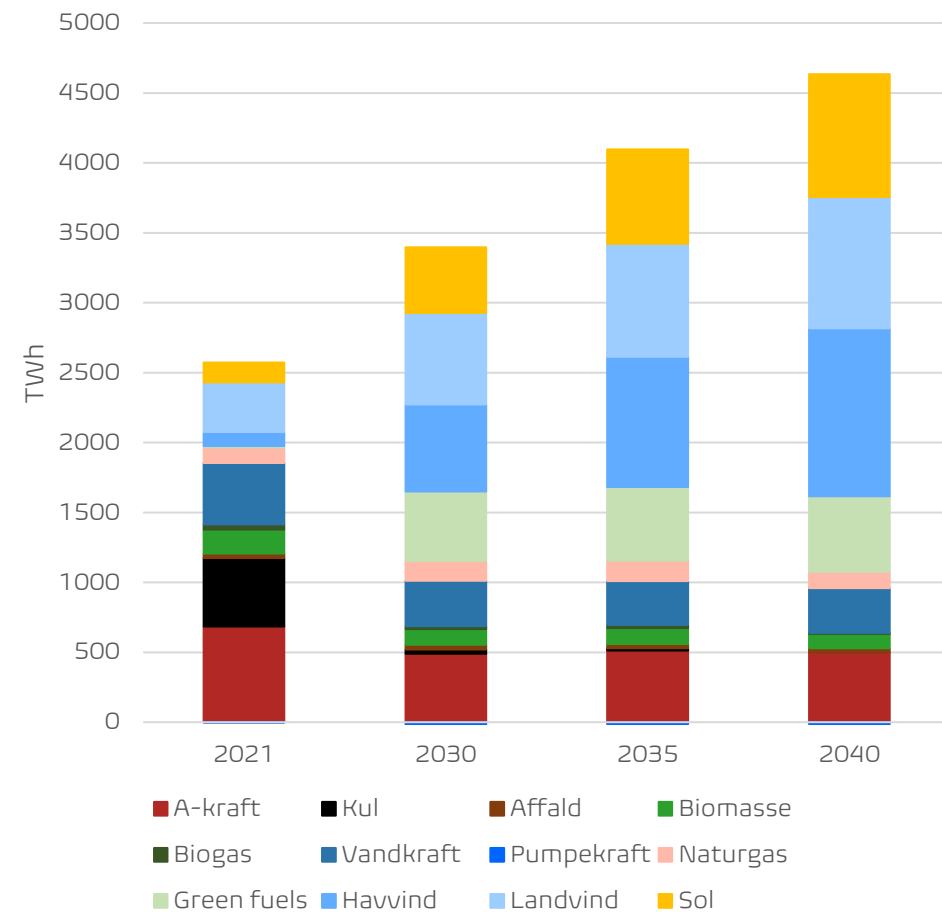
Elproduktion i modelområdet

Fra 2021 til 2040 udbygges elproduktion fra sol og vind markant i takt med det stigende elforbrug. I 2040 udgør elproduktionen fra sol og vind over halvdelen af den samlede elproduktion.

Kulkraft reduceres kraftigt mod 2030, og er helt ude af elforsyningen i 2040.

Elproduktionen fra atomkraft og vandkraft er på samme niveau i 2030, 2035 og 2040.

Det antages, at størstedelen af de gasfyrede kraftværker skifter brændsel i 2030 til "green fuels" dvs. grønne gasser. Dette antages at være et mix af opgraderet biogas og hydrogen. Både biogas og hydrogen antages her at koste det samme som naturgasprisen + CO₂-omkostningen.

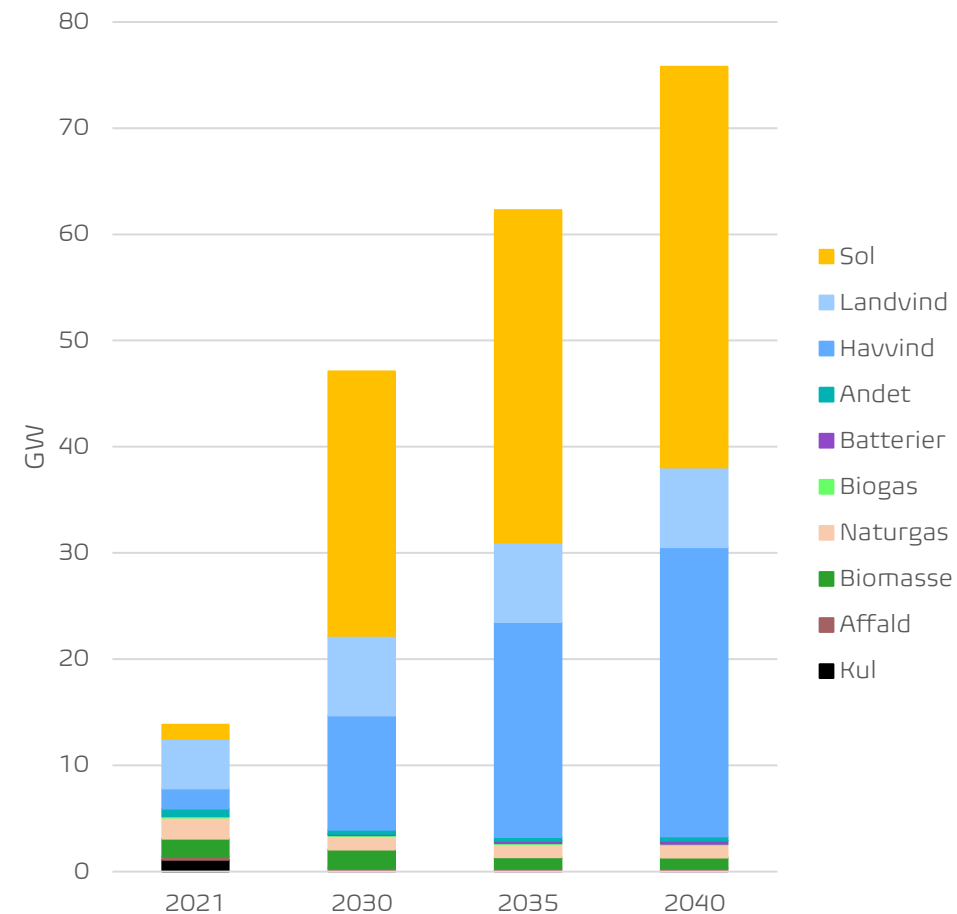


Kapacitet i Danmark

Kapacitetsudbygningen i Danmark følger Analyseforudsætningerne 2022.

Udbygningen med sol og vind stiger kraftigt frem mod 2040, specielt solceller og havvind. Landvindudbygningen er meget begrænset.

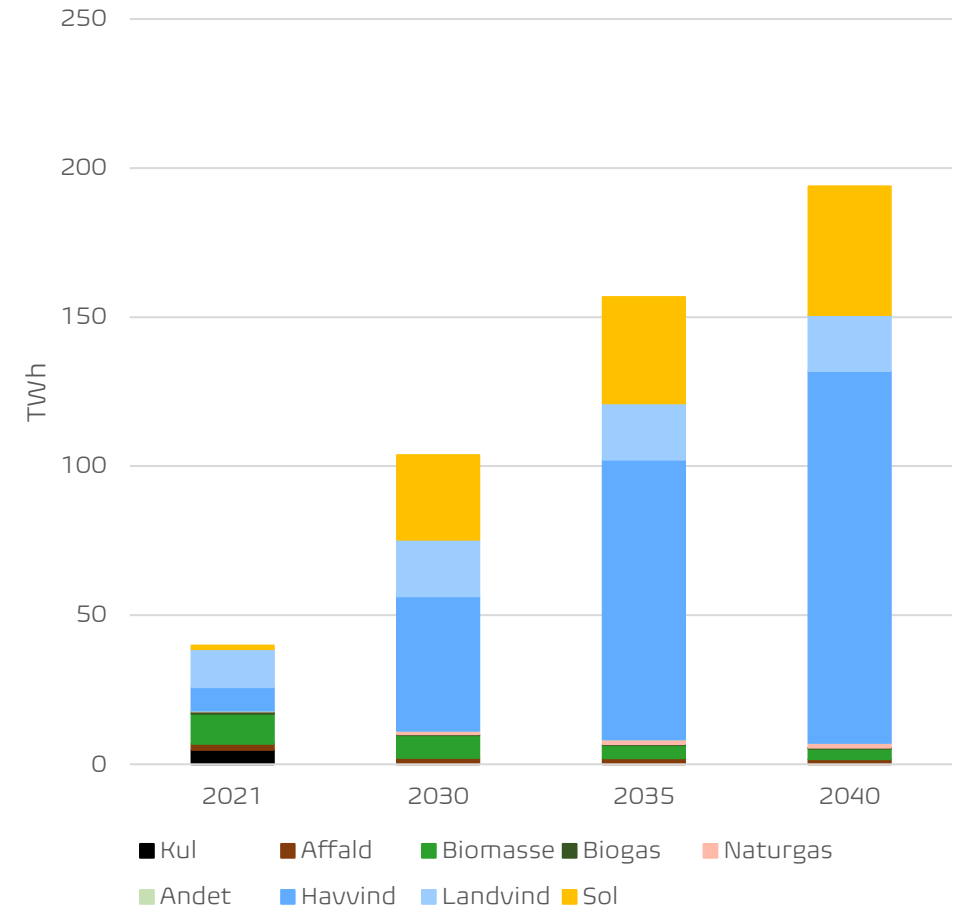
Den termiske kapacitet reduceres fra ca. 6 GW i 2021 til ca. 3 GW i 2040.



Elproduktion i Danmark

Elproduktionen fra sol og vind stiger kraftigt fra 2021 til 2030, og yderligere frem mod 2040.

Danmark udbygger med markant mere sol- og vindproduktion end elforbruget og eksporterer derfor betydelige mængder strøm til nabolande.



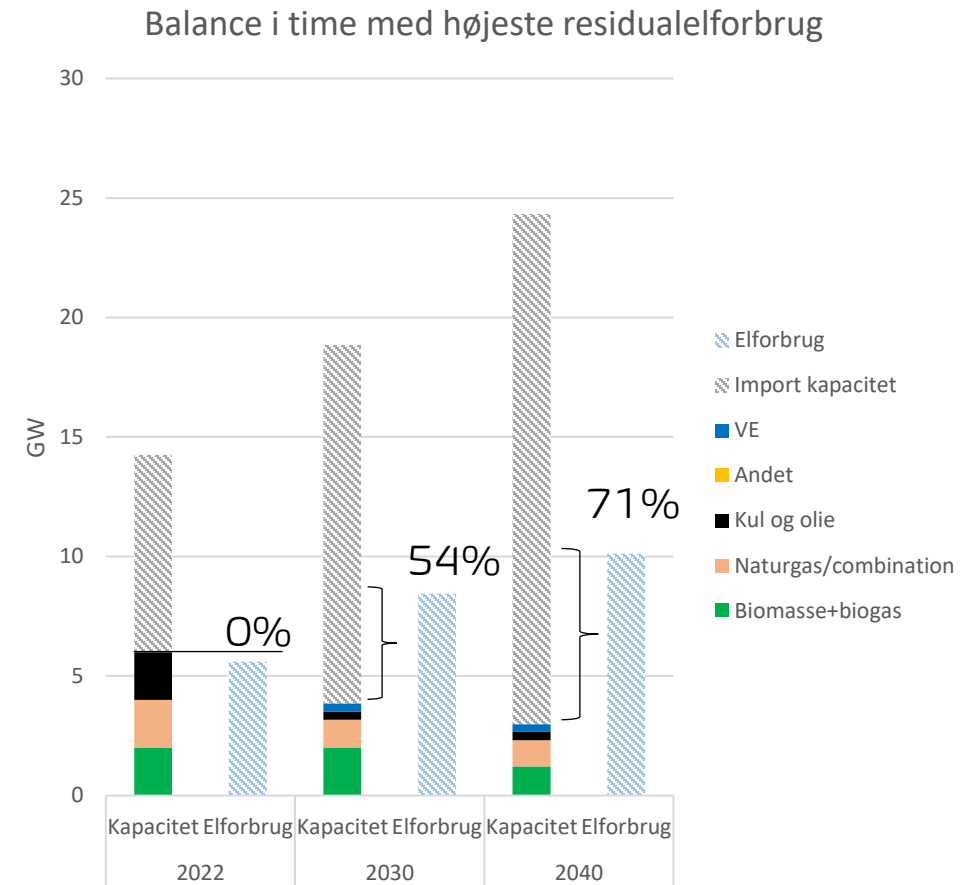
Dansk importafhængighed

Historisk set har Danmark kunne dække spidsforbruget med termisk kapacitet indenfor Danmarks grænser.

Men i 2030 vil den termiske kapacitet være mindre end forbruget i timen med højest residualforbrug, hvilket resulterer i en stærk afhængighed af import fra udlandet. 54% af forbruget i den værste time skal forsynes gennem import.

I 2040 vil den termiske kapacitet være reduceret yderligere, mens forbruget i timen med højest residualforbrug vil være steget. Importafhængigheden stiger til 71% af forbruget.

Residualforbrug = Ufleksibelt forbrug – elproduktion fra sol og vind. Det resterende skal dækkes af termisk produktion, import eller øget forbrugsfleksibilitet.



Ikke nameplate kapacitet for de termiske kraftværker, nameplate kapacitet er deret til 90%, hvilket de er meget af tiden i Balmørel.

Danmarks importafhængighed

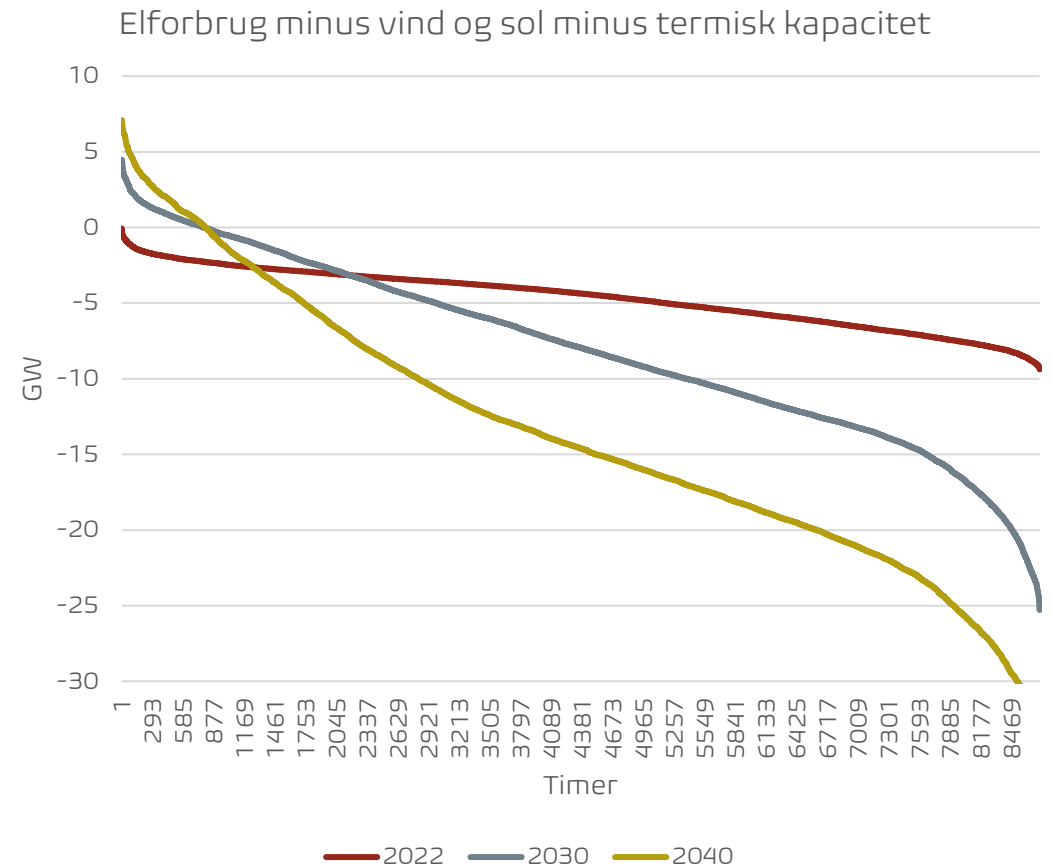
Elforbrug minus vind og sol minus termisk kapacitet

For at vurdere elforsynings sikkerhedssituationen for Danmark nærmere fokuseres på de timer, hvor Danmark er afhængig af import, altså hvor forbruget ikke kan dækkes med indenlandsk produktion alene.

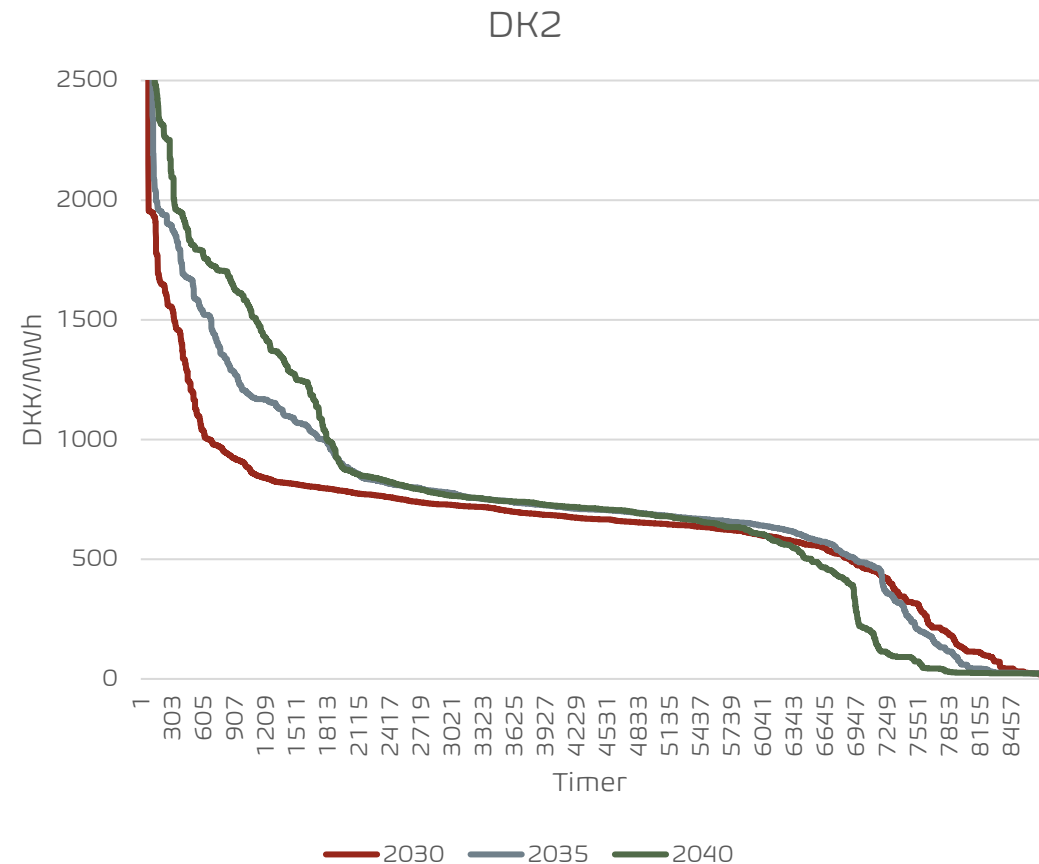
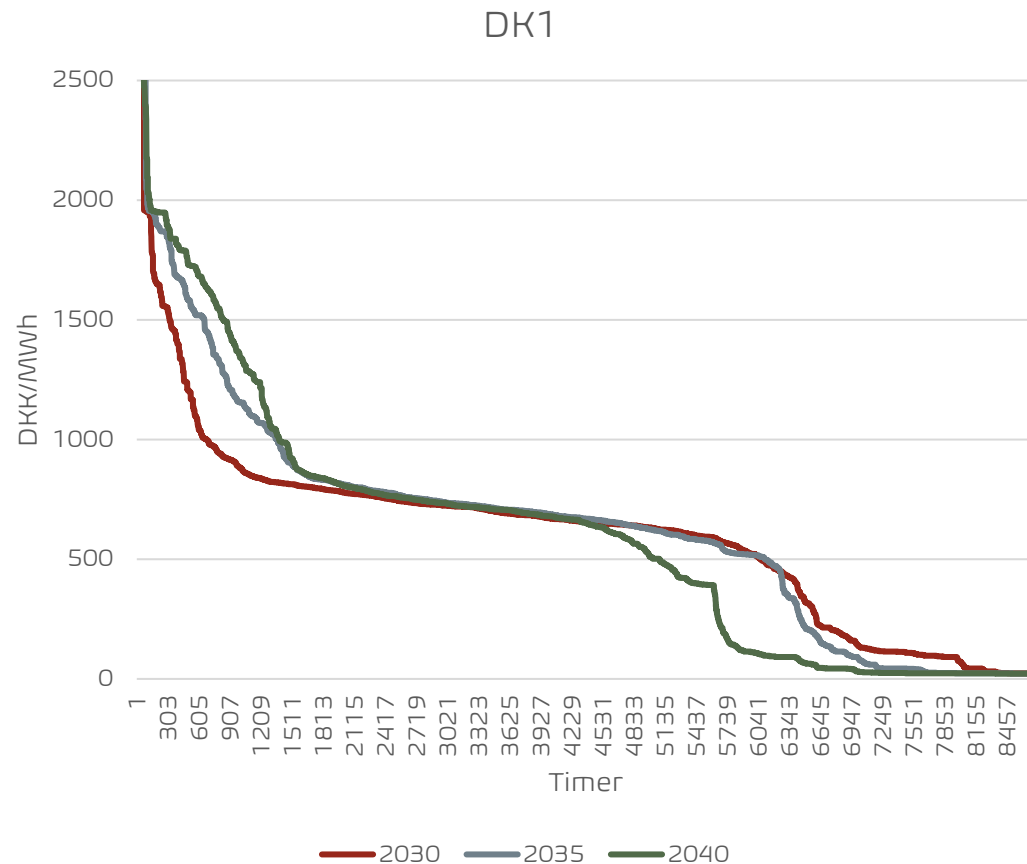
I 2022, kunne spidslasttimen i Danmark dækkes af den termiske kapacitet på 6,1 GW.

Dette ændrer sig i 2030, grundet reduceret termisk kapacitet og højere elforbrug. I 2030, vil Danmark have 720 timers importafhængighed på op til 4.500 MW. Dette estimeres ud fra residualforbruget minus den ledige termiske kapacitet.

I 2040, stiger antallet af importafhængige timer til 800 og effekten til 7.100 MW.



Elprisvarighedskurver - normalår



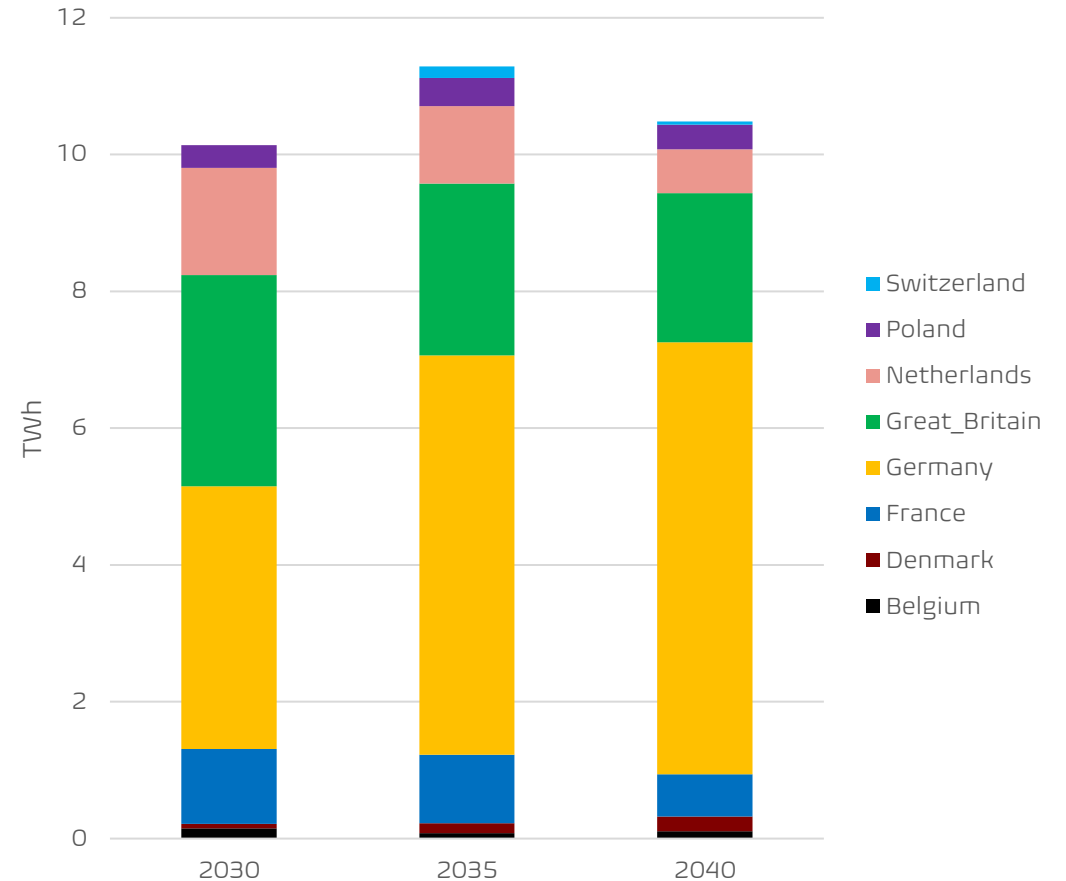
Elpriserne når et relativt højt niveau fra 2030 og frem. Dette hænger sammen med balancen mellem forbrug og produktion i ENTSO-E's scenarie samt med udbygningen med eltransmission.



Stresset år: Afbrudsmængde i energi i modelområdet

Grafen viser, at forbrugsafkoblingen i systemet er 10,2 TWh i 2030 med klimaåret 1996. Det svarer til 0,3% af det årlige forbrug for området i år 2030. Dette stiger til 11 TWh i 2035. I 2040 er dette 10,5 TWh, svarende til 0,2% af forbruget. Forbrugsafkoblingen sker hovedsageligt i Tyskland, Storbritannien og Holland.

Danmark har en voksende forbrugsafkobling fra 2030 til 2040. Den vokser fra 0,07% af forbruget i 2030 til 0,22% i 2040. Dette er sandsynligvis resultatet af voksende elforbrug, og faldende termisk elproduktionskapacitet. Den termiske kapacitet er reduceret til 3 GW i 2040.

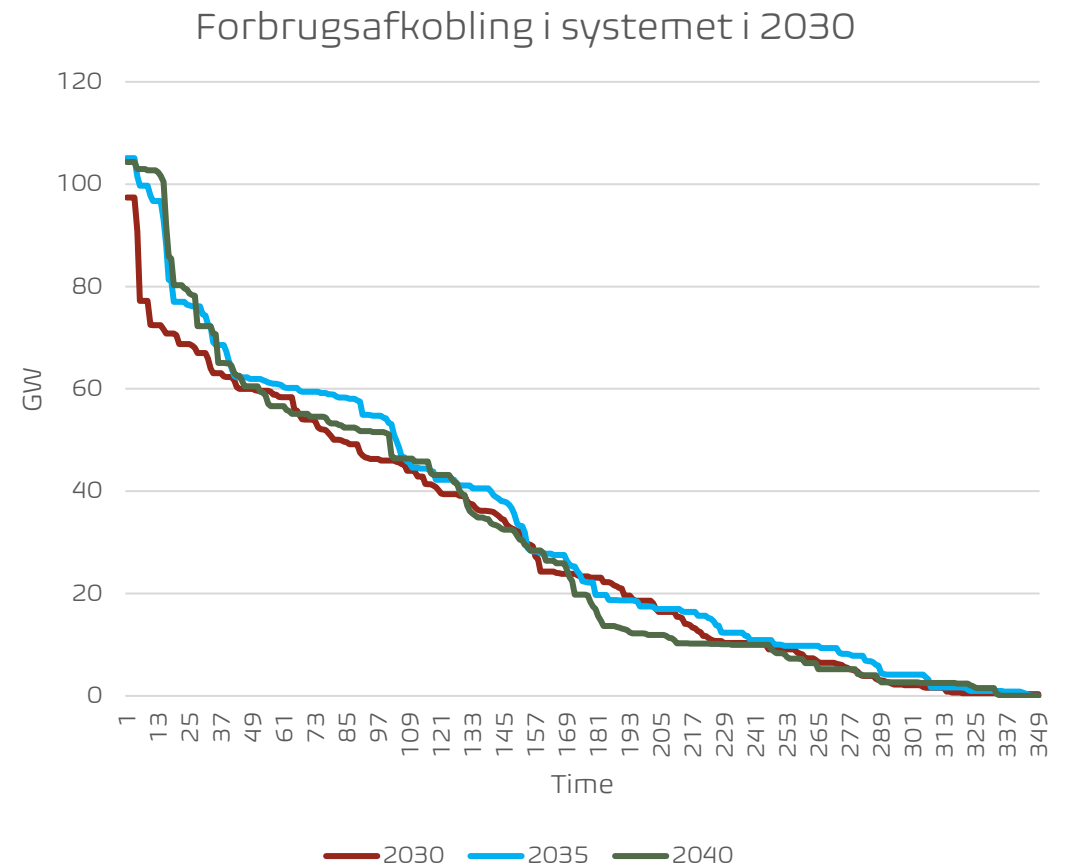


Stresset år: Forbrugsafkobling – systemniveau

Figuren viser forbrugsafkoblingstimerne som en varighedskurve uden kronologi i tid for hele systemet.

Det stressede år har som udgangspunkt en effektmangel på omkring 100 GW i den værste time i alle år fra 2030-2040. Det er sandsynligvis, fordi elforbruget stiger ligeså meget som produktionen i scenariet.

I omkring 350 timer mangler der effekt i systemet i 2030 og 2035. I 2040 falder dette til 320 timer.



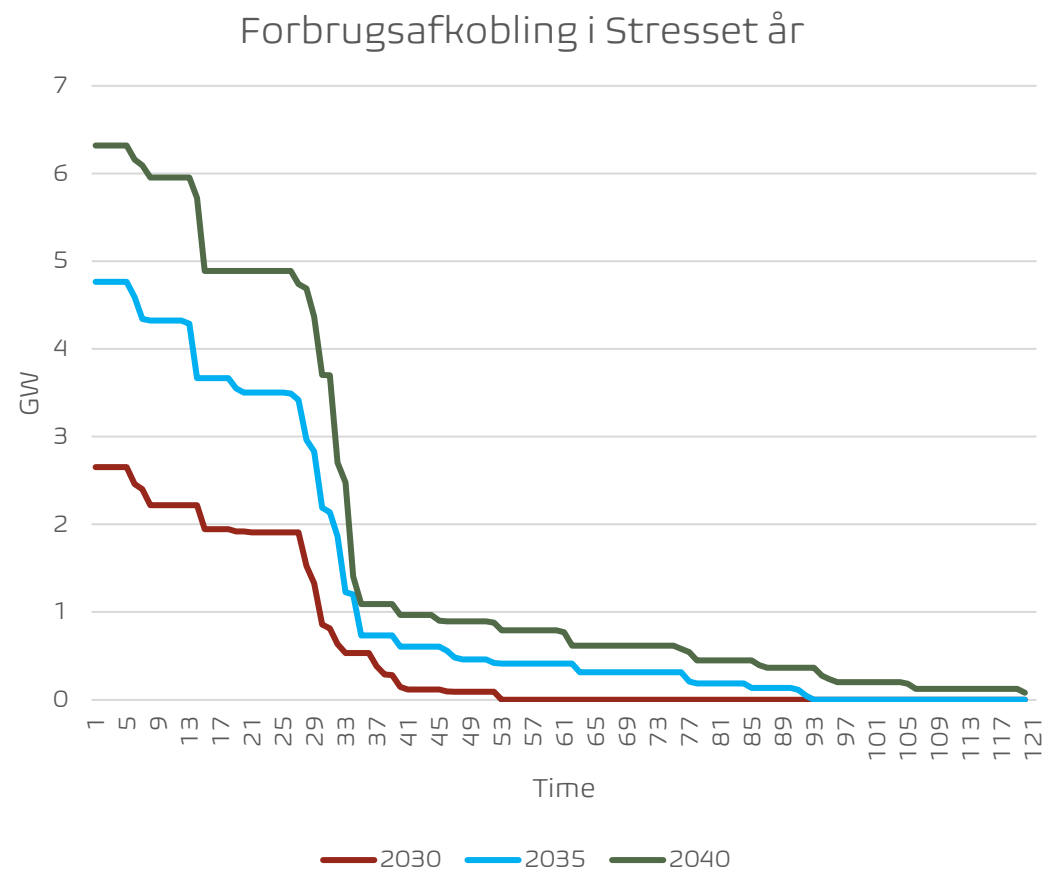
Forbrugsafkobling – Danmark

Figuren viser forbrugsafkoblingstimerne som en varighedskurve uden kronologi i tid for Danmark

Effekt manglen i Danmark er større i 2040 end i 2030 og 2035, ca. 6,2 GW imod 4,8 GW i 2035 og 2,6 GW i 2030. Dette skyldes stigende elforbrug og faldende termisk kapacitet, hvilket gør Danmark mere udsat over for forbrugsafkobling, når nabolandene ikke kan forsyne Danmark med import. De timer, hvor Danmark ser forbrugsafkobling, er nemlig i de samme timer, hvor nabolandene også har forsyningsproblemer.

2030 har 53 forbrugsafkoblingstimer, og 2035 har 93 timer, og 2040 har 121 timer.

De fleste timer med forbrugsafkobling er under 1 GW i effektmangel, og så er der omkring 35 timer med meget stor effektmangel.



Nærmere analyse af timer med forbrugsafkobling 2040

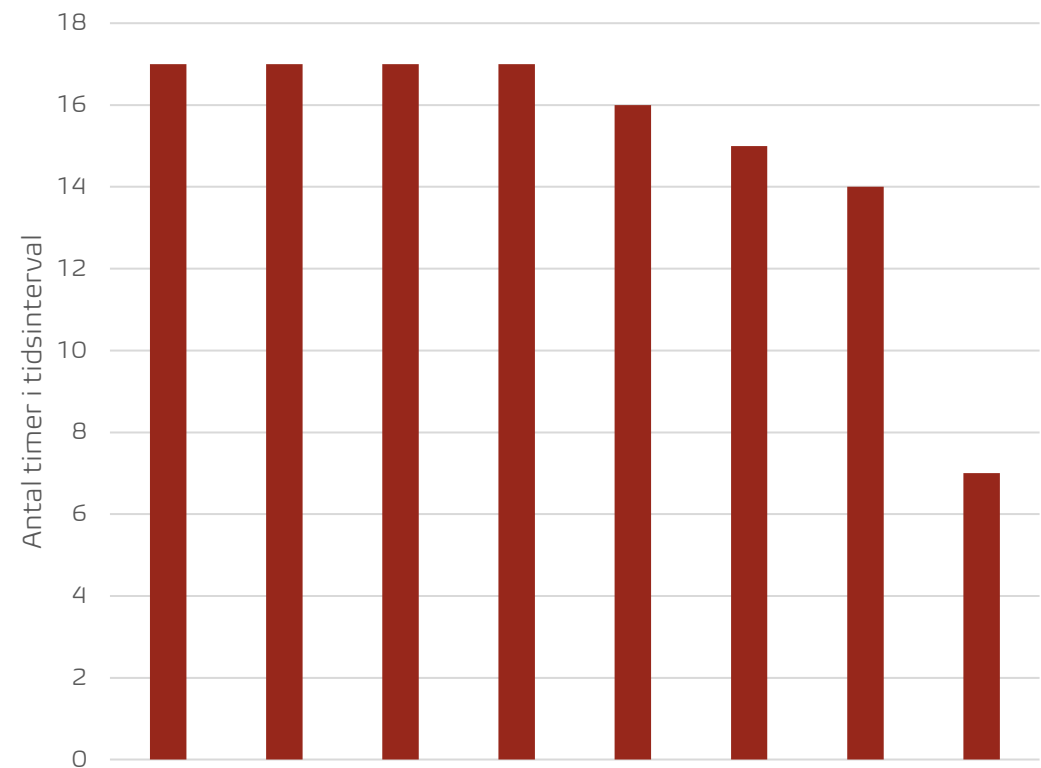
Grafen til højre viser antal sammenhængende timer med forbrugsafkobling i Danmark.

Det største sammenhængende tidsinterval med forbrugsafkobling er 17 timer. Der er fire perioder med forbrugsafkobling af dette antal.

Derefter er der tre intervaller med 14-16 timers forbrugsafkobling. Til sidst et interval på 7 timer.

Det vil sige, at der er faktisk ikke længere perioder end én dag, hvor der er delvist forbrugsafkobling.

Sammenhængende timer med forbrugsafbrud, 2040



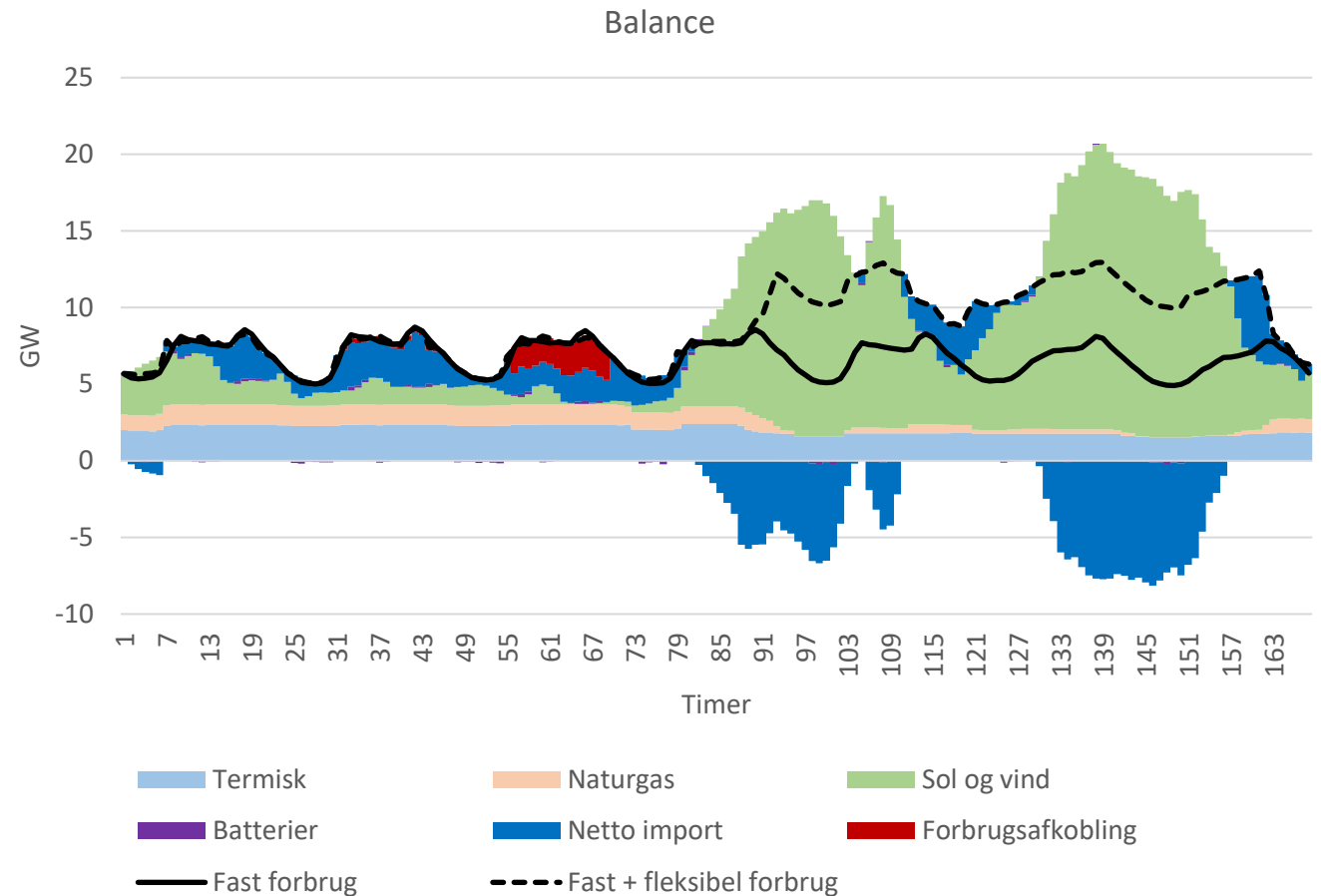
Forbrugsafkobling i Danmark – eksempel fra uge 50 i 2030

Grafen til højre viser et eksempel på en vinteruge i 2030, hvor der kommer forbrugsafkobling.

Der er stor variation af produktion af sol og vind i løbet af ugen – lav i starten, stor i slutningen

Det fleksible forbrug, fra hovedsageligt PtX- og fjernvarmeanlæg, reduceres når sol- og vindproduktion er lav – og den termiske produktion øges.

I det tredje døgn (onsdag) er dansk produktion og importmuligheder utilstrækkelig til at dække det ufleksible forbrug, og der må ske afkobling af forbrugere.



Delanalyse 2: Modelanalyser af tiltag til forbedring af elforsyningsikkerhed

Delanalyse 2

Forbrugsafkoblingen i klimachok scenariet kan reduceres ved at iværksætte forskellige tiltag til at øge elproduktionen, øge fleksibiliteten i forbruget eller forbedre muligheder for eltransmission mellem budzoner. Efter aftale med GPD er følgende løsningsforslag analyseret i modelberegningerne:

- Etablering af kapacitetsmarked i Danmark
- Etablering af ellagring i Danmark
 - Langtidslagring
 - Korttidslagring
- Øget forbrugsfleksibilitet for elbiler og udvalgte erhvervsvirksomheder i Danmark
- Mere sol og vind i det samlede system

Foruden ovenstående tiltag udføres en analyse af etablering af strategiske reserver ud fra modellens resultater for klimachok-scenariet.

Etablering af kapacitetsmarked i Danmark

Implementering af effektmarked i modellen udføres på følgende måde:

- Der stilles krav om et minimumsniveau af termisk effekt i Danmark (det antages dermed, at alene regulerbar produktion kan deltage).
- Anlæg, der deltager i effektmarkedet, vil få en kapacitetsbetaling – og kan derudover frit deltage i elmarkedet.

I dialog med GPD er der fastlagt et kapacitetsmål for hele Danmark, som tilføjer følgende mængde regulerbar kapacitet:

- For 2030: 2.000 MW
- For 2035: 2.250 MW
- For 2040: 2.500 MW

Det antages, at ny kapacitet, der deltager i kapacitetsmarkedet, vil være gasturbiner.

Etablering af ellagring i Danmark

- Der ses på etablering af to typer lagre i Danmark i to særskilte scenarier:
 - Korttidslagre, fx batterier
 - Langtidslagre, fx stenlagre, molten salt etc.
- Ellagrenes op- og afladningskapacitet forudsættes at være 700 MW i hvert af områderne DK1 og DK2 i 2030, stigende til 1.400 MW i hvert af delområderne i 2040.
- Lagringskapaciteten (energi) er forskellig i de to scenarier:
- For korttids- og langtidslagre antages en opladning på henholdsvis 2 og 20 timer. Der er antaget en virkningsgrad på korttidslageret på 92% og 50% for langtidslageret. Pga. virkningsgraden bliver afladningstiden på korttidslageret 1,85 timer og afladningstiden på langtidslageret bliver 10 timer.
- I hvert af delområderne DK1 og DK2 er volumen på lagrene 1.400 MWh i for korttidslagre i 2030 og 14.000 MWh for langtidslagre. Dette stiger til hhv. 2.800 MWh og 28.000 MWh i hvert af delområderne i 2040.

Øget fleksibilitet af elbiler og anden forbrugsfleksibilitet i erhverv (DK)

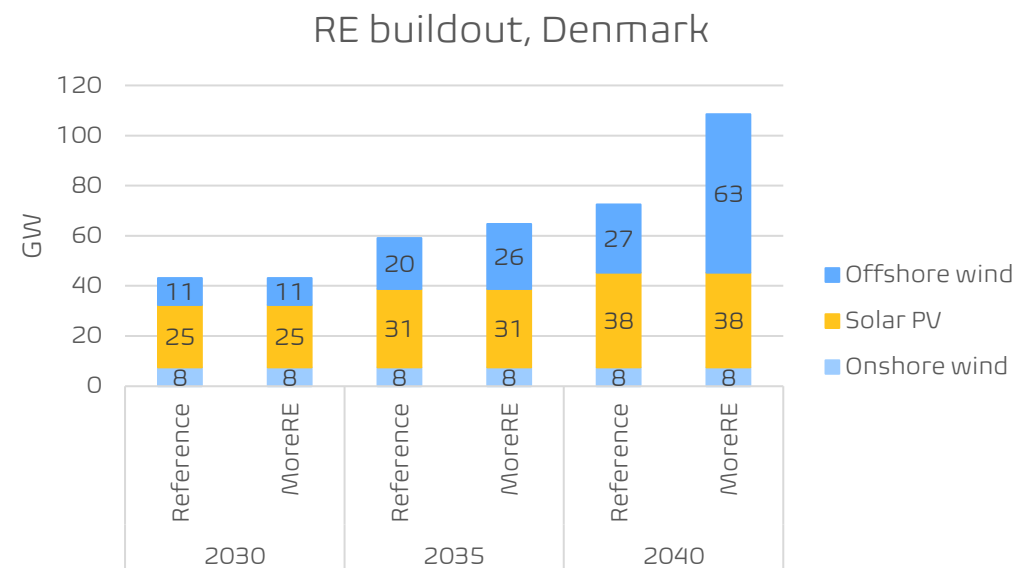
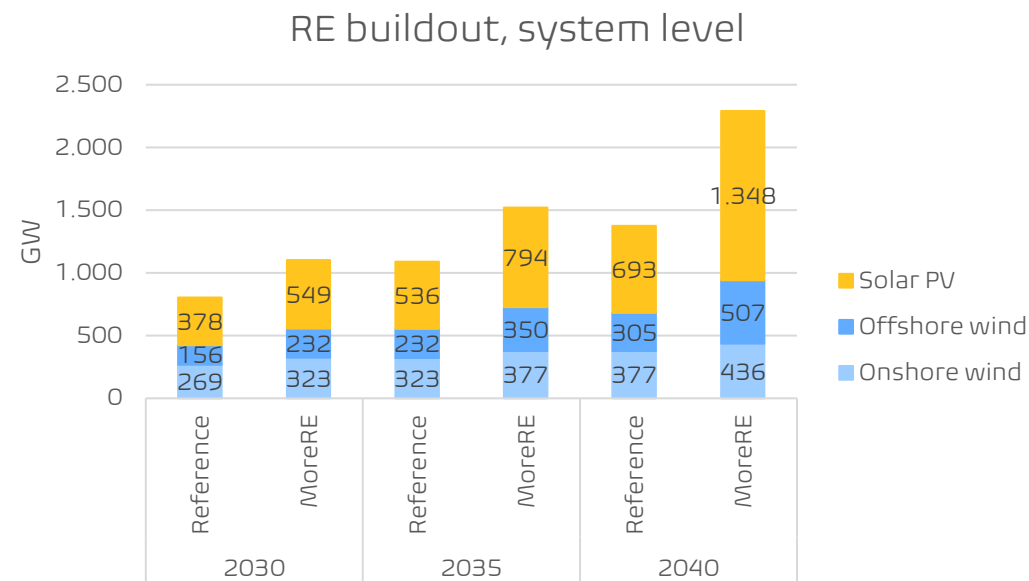
- Flexibilitetsløsningen er todelt. Der antages:
 - Mere fleksibelt, industrielt elforbrug i Danmark
 - Mere vehicle to grid kapacitet end i grundscenariet i Danmark.
- Mere fleksibelt industri forbrug er baseret på, at fremstillingsvirksomheder og datacentre reagerer på høje elpriser på over 2.500 €/MWh. Det antages, at 25% af elforbruget til datacentre og 20% elforbruget til fremstillingsvirksomheder kan peak shiftes/afbrydes i kritiske timer. Dette svarer til 500 MW i 2030 og 780 MW i 2040 for hele Danmark. Afbrud af elforbrug kan fx ske ved at skifte til alternativ forsyning (brændselsbaserede kedler i industrien) eller skifte til forbrug på enheder i andre lande (datacentre).
- For vehicle to grid antages, at 21 % af alle elbiler kan agere som vehicle to grid aktører i 2030, voksende til 32,5% i 2040. Dette betyder, at elbilerne i praksis drives som et storskala batteri, som drives efter elpriser. Dog kan der ikke bruges mere end 50% af batteri energikapaciteten for disse aktører. Den resterende batterikapacitet følger et dagligt oplade/aflade mønster, som sørger for, at batteriet aldrig bliver 100% afladt.

Mere sol og vind

- ENTSO-E's Global Ambition-scenarie har frem mod 2040 fortsat en relativt stor elproduktion på gas og en mindre udbygning med sol og vind end i andre scenarier, fx Ea's basisfremskrivning
- Med opdaterede brændsels- og CO₂-priser viser scenariet relativt høje elpriser, hvilket kan indikere, at det formentlig kan være rentabelt at udbygge yderligere med sol og vind
- Der er derfor gennemført en alternativ beregning, hvor modellen får mulighed for at supplere produktionskapaciteten med yderligere sol og vind, hvis det er rentabelt
- Også dette scenarie stress-testes for at vurdere konsekvenser for elforsyningssikkerheden.

Mere sol og vind

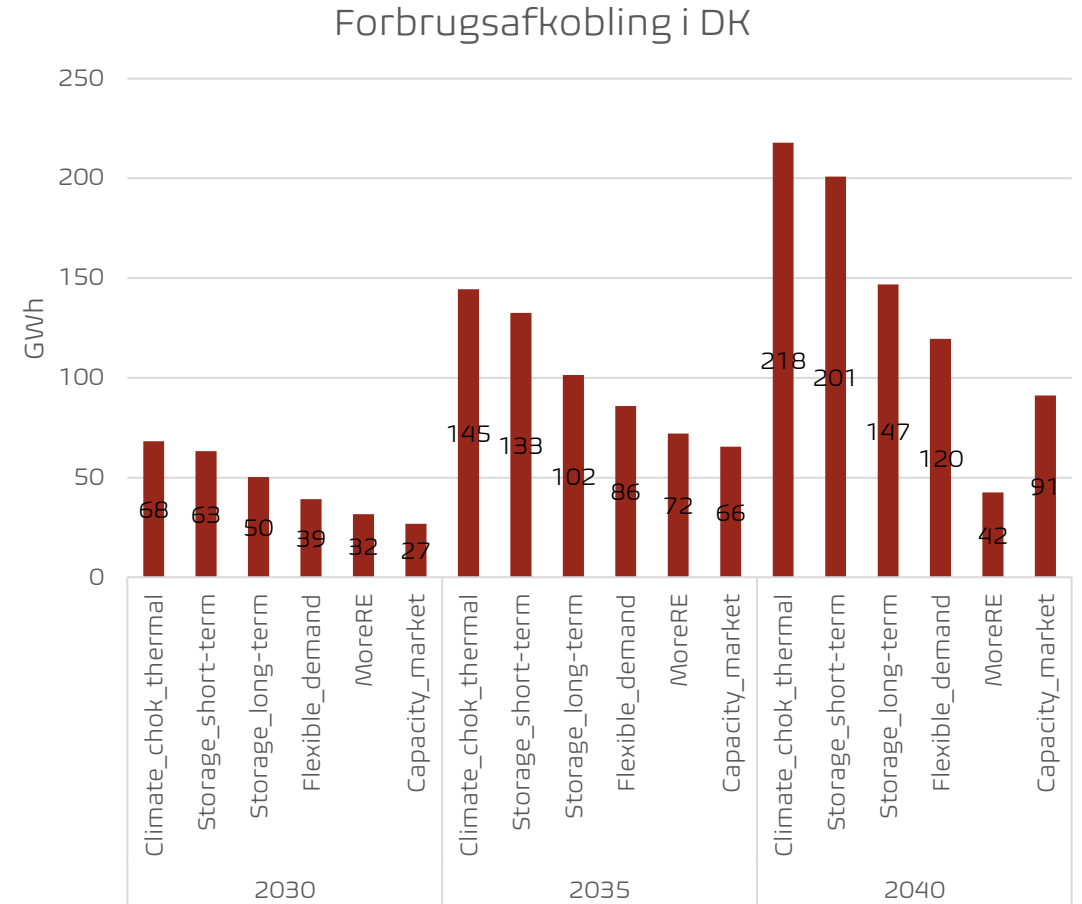
- Den forventede vind- og solkapacitet i TYNDP's globale ambitionsscenario er sat som minimum i dette scenarie.
- Modellen kan frit øge investeringerne i disse teknologier, hvis det er økonomisk optimalt.
- Med fri mulighed for ny sol og vind sker der en markant forøgelse af kapaciteten af sol og vind.
- Dette reducerer produktionen fra termiske anlæg i scenariet og reducerer elpriserne.



Forbrugsafkobling i Danmark: løsninger

Til højre ses forbrugsafkoblingen i Danmark med hvert løsningsforslag.

- Mere vind og sol og kapacitetsmarkedet reducerer forbrugsafkoblingen mest af alle tiltag. Mere sol og vind kan resultere i en øget baseload produktion, specielt fra havvind, og overskudsproduktion kan bruges til at producere brint til PtX. Kapacitetsmarkedet sørger for en vis termisk kapacitet, som kan aktiveres, når forsyningsikkerheden udfordres.
- Flexibelt forbrug kan også afhjælpe problemet i høj grad. Dette tiltag er relativt enkelt, da industrier og datacentre reducerer forbruget efter behov. Da forbrugsafkoblingen vil være begrænset til meget få timer om året, vil deres forsyning stadig hovedsageligt være elbaseret.
- Lagrene resulterer i den mindste reduktion af forbrugsafkoblingen. Lagrene er begrænset af sin volumenkapacitet. De kan derfor ikke tilstrækkeligt dække forbrugsafkobling, som ligger relativt kort tid efter hinanden, da lagrene skal have tid til at oplade for at kunne aktiveres igen.



Forbrugsafkobling i Danmark i 2030

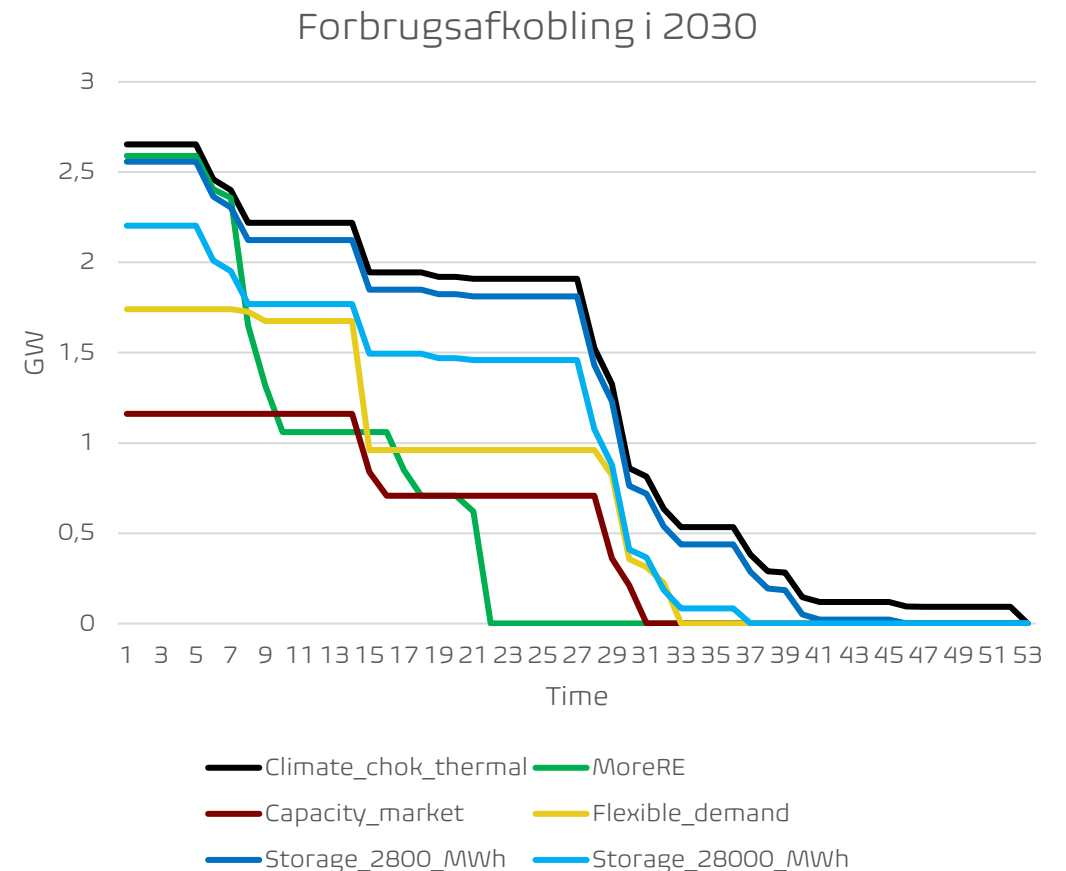
Figuren viser en varighedskurve for forbrugsafkobling i Danmark i 2030. Løsningerne har forskellig påvirkning på resultaterne.

Mere sol og vind i systemet resulterer i, at mange timer med lidt forbrugsafkobling bliver løftet, men det har en relativt lille effekt i timerne med høj forbrugsafkobling.

Kapacitetsmarkedet resulterer i omkring 2 GW gasturbiner i systemet i 2030. Termisk kapacitet bliver "derated" i modellen i forskellige uger, for at emulere vedligeholdelse eller anden udetid. Det gør, at tiltaget reducerer forbrugsafkoblingen med lidt mindre end 2 GW.

I tiltaget med mere fleksibelt forbrug, kan 500 MW industri skrue ned for forbruget ved høje priser. Yderligere er der mere fleksibilitet fra elbiler, hvilket også leverer en reduktion af forbrugsafkoblingen.

Lagrene har en mere begrænset effekt, da forbrugsafkoblingen sker relativt tæt på hinanden, tidsmæssigt, og der er derfor ikke er nok volumenkapacitet.



Forbrugsafkobling i Danmark, 2040

Figuren viser varighedskurve for forbrugsafkobling i DK i 2040.

I 2040 er forbrugsafkoblingen i udgangspunktet øget både i effekt, til omkring 6,3 GW, og i antal timer, til omkring 120 timer.

Konsekvenser af de forskellige tiltag giver det samme mønster som i 2030. Her bliver det dog endnu tydeligere, hvordan mere sol og vind kan løse udfordringerne i timerne med lav forbrugsafkobling, men ikke i de 17 højeste timer.

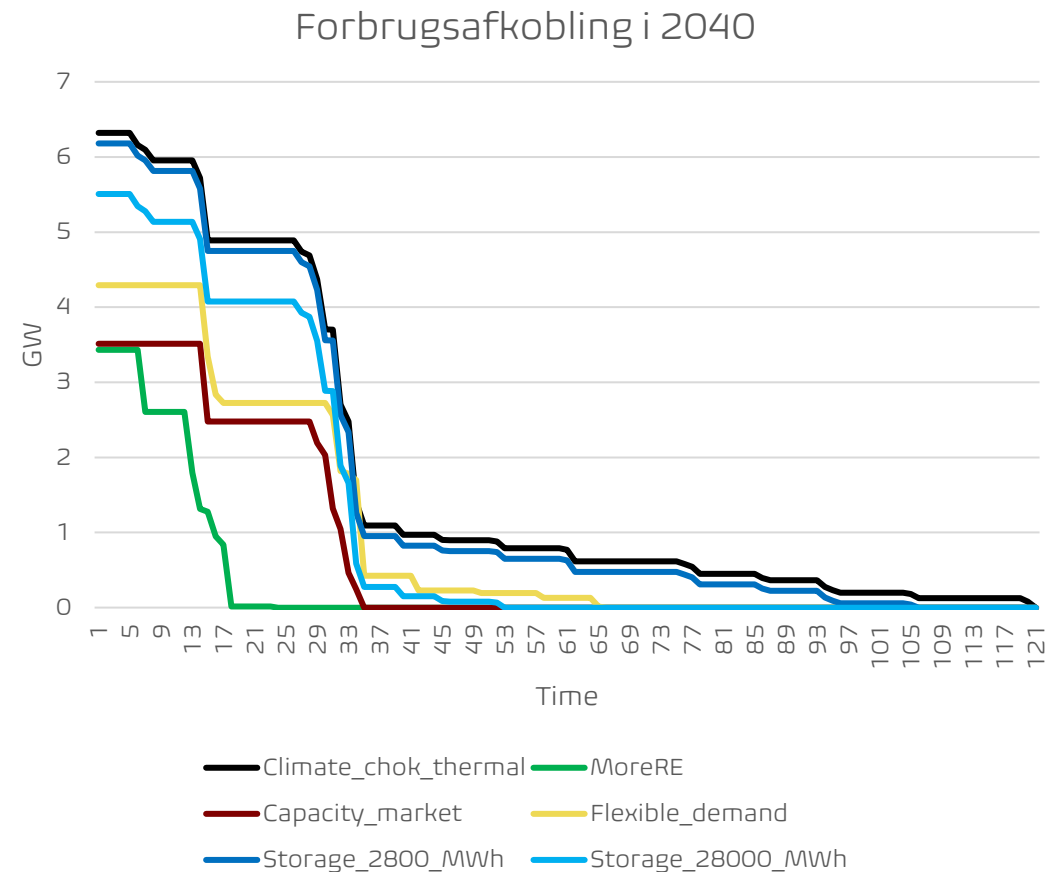


Illustration af løsningernes indvirkning på systemet

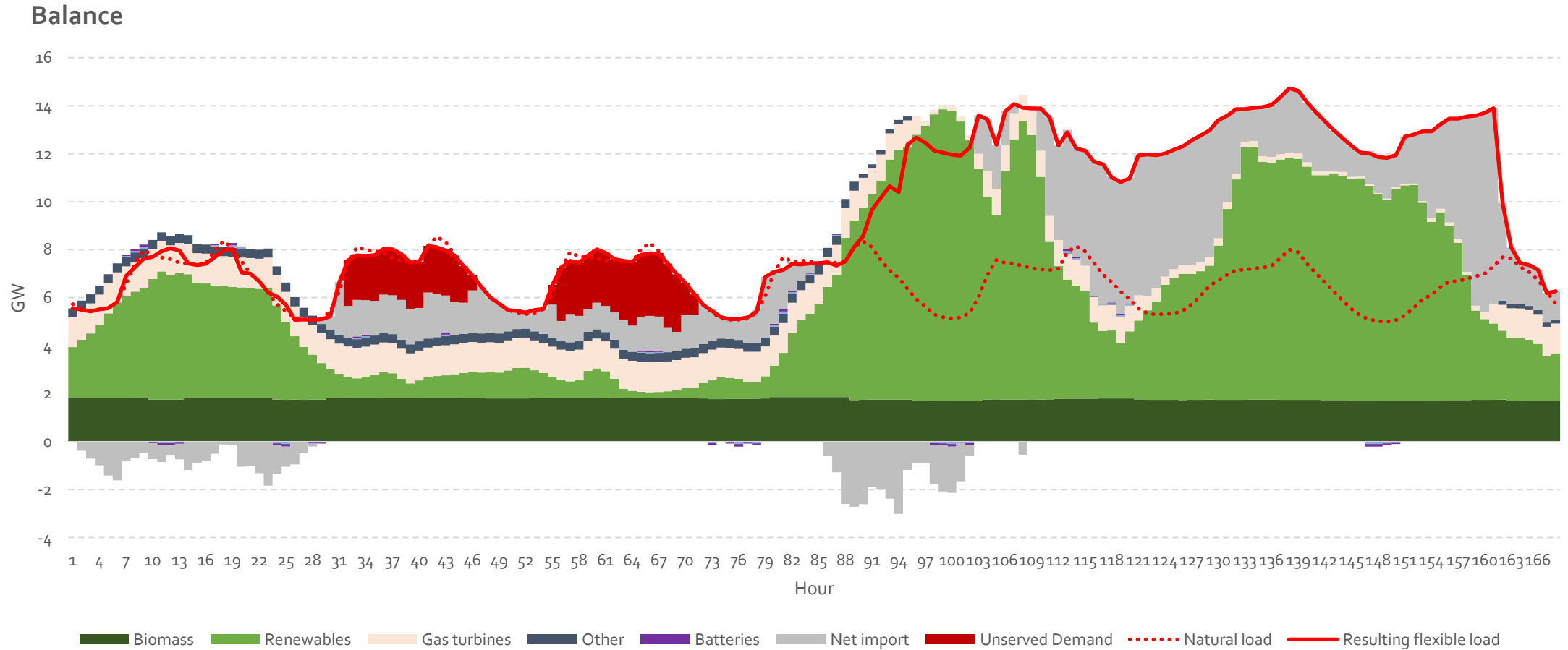
En betydelig del af den manglende effekt i Danmark forekommer i en uge i december (uge 50), hvor produktionen fra sol og vind er lav i Danmark og nabolande.

På de følgende slides fokuseres på driften i denne vinteruge:

- For at illustrere hvad der sker i systemet ved afbrud.
- For at illustrere løsningernes indvirkning på systemet.

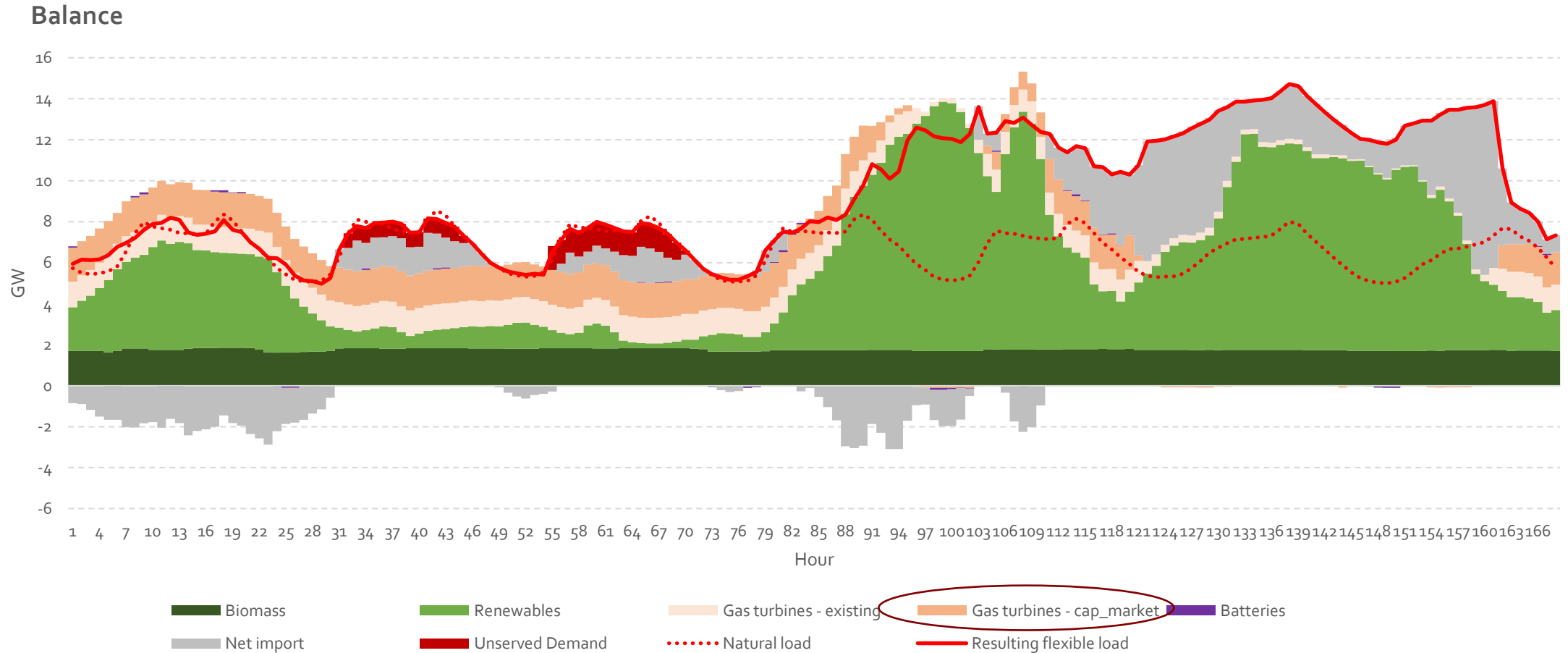
Chok scenario, Danmark - uge 50, 2030

90% af samlet forbrugsafbrud i 2030 sker i denne uge.



Kapacitetsmarked Danmark - uge 50, 2030

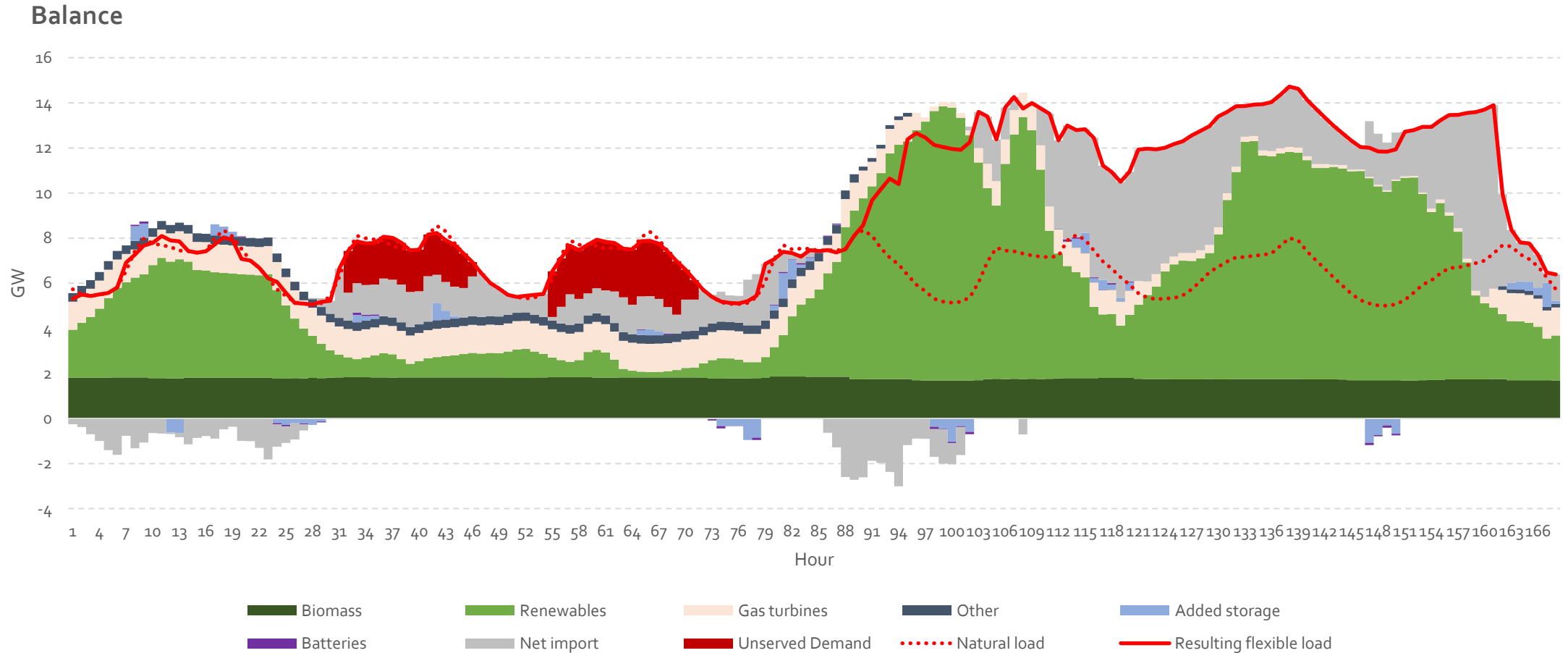
Gasturbinerne leverer fuld effekt i meget af perioden, omkring 1,7 GW (pga. derate).
Gasturbinerne leverer også i perioder uden dansk forbrugsafkobling, hvilket er for at hjælpe udlandet.



Korttidslagre Danmark - uge 50, 2030

Lagrene aflader og oplader lidt før forbrugsafkobling, men er fuldt opladte, når den indtræffer. Deres afladning er spredt ud på hele forbrugsafkoblingsperioden, hvilket skyldes, at de anvendes, når prisen er allerhøjest. De aflades 100% over hele perioden.

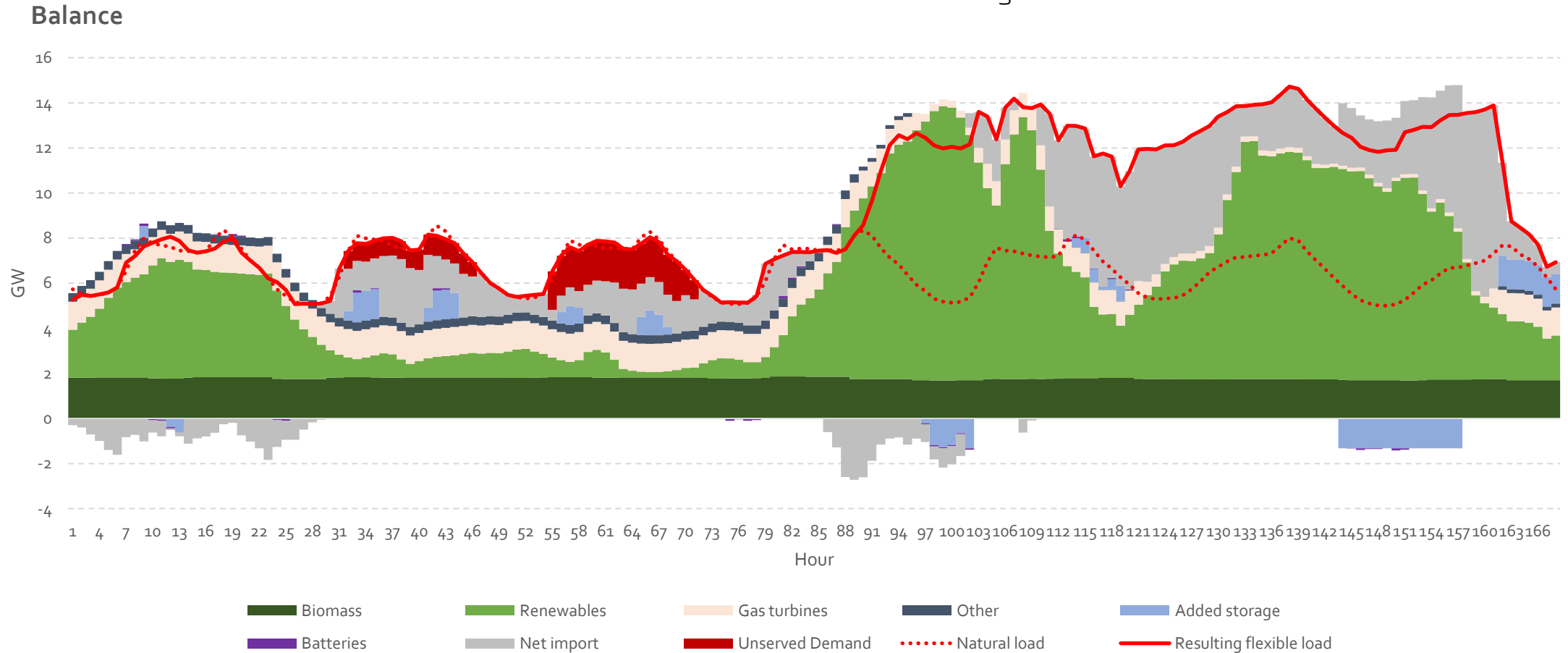
De begynder derefter at oplade, når der kommer høj sol- og vindproduktion.



Langtidslagre Danmark - uge 50, 2030

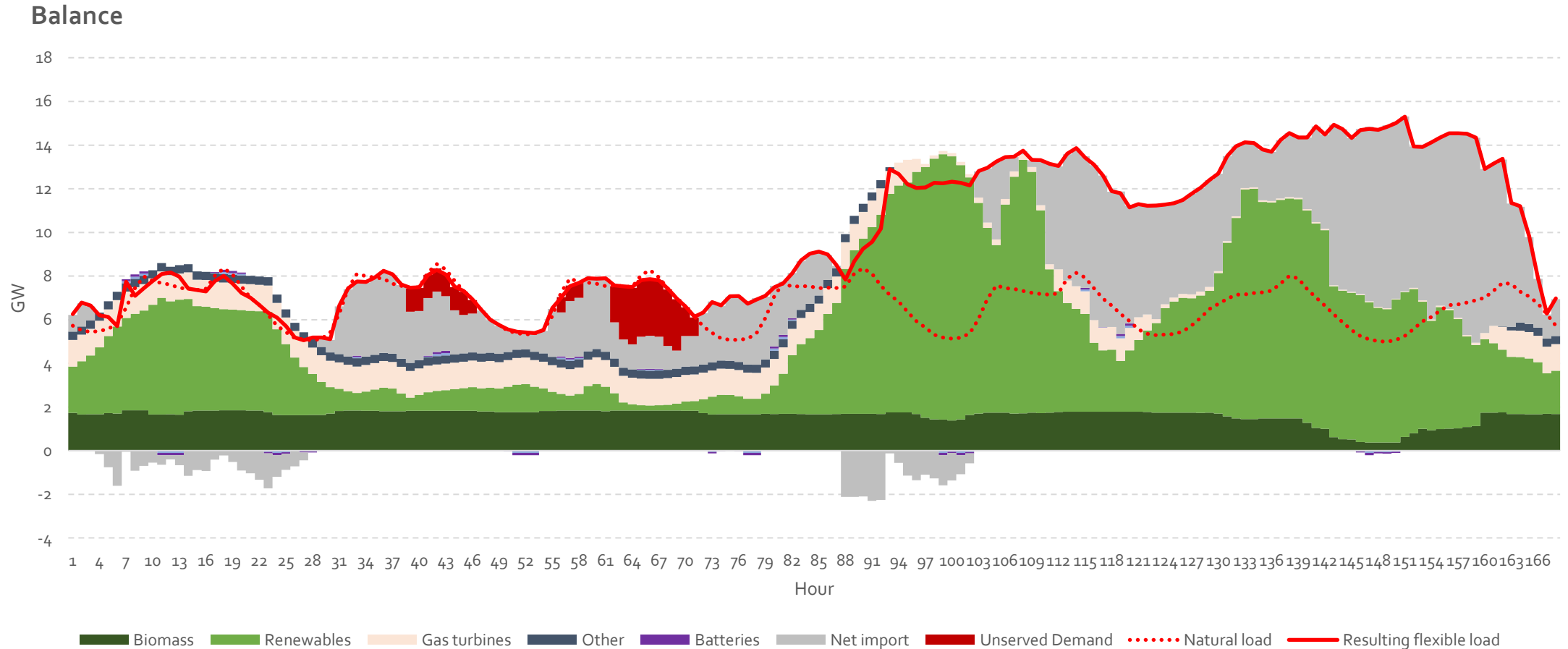
Lagrene aflader og oplader lidt før forbrugsafkoblingen sker, men er fuldt opladte, når den indtræffer. Deres afladning er spredt ud på hele forbrugsafkoblingsperioden, hvilket har noget at gøre med, hvornår prisen er allerhøjest. De aflades 100% over hele perioden.

De begynder derefter at oplade, når der kommer høj produktion fra sol og vind.



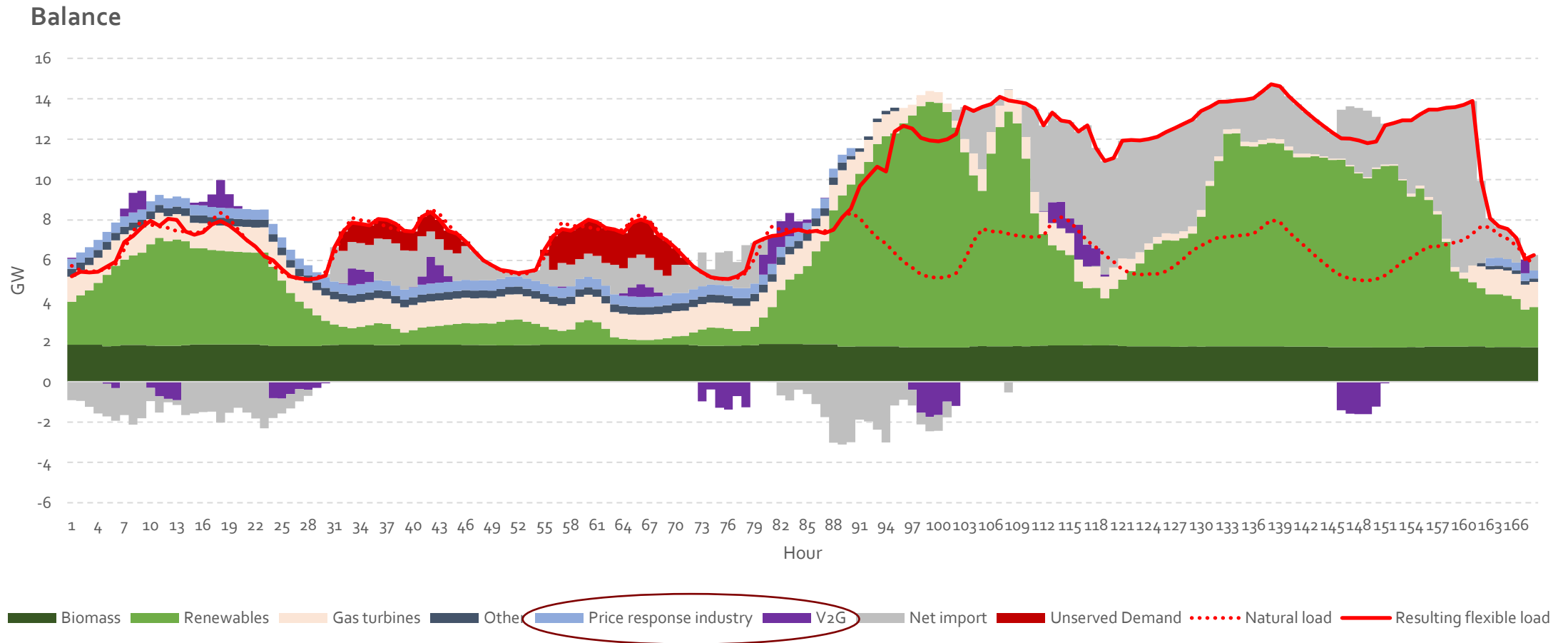
Mere sol og vind Danmark - uge 50, 2030

Mere sol og vind i systemet gør, at Danmark har mulighed for at importere fra nabolandene. Der er øget import fra Tyskland i timerne 31-37 og 55-56, og højere import fra Sverige og Norge på tværs af perioden.



Fleksibelt forbrug Danmark - uge 50, 2030

Prisfleksibelt forbrug i industrien bliver aktiveret i en stor del af ugen, da priserne er ekstremt høje fra time 1 til 80. V2G kapacitet reducerer også forbrugsafkobling ved at fungere som et stort batteri, som kan tage noget af toppen af den nødvendige afkobling.



Nye anlæg i kapacitetsmarkedet spiller også rolle i elmarkedet

- For at sikre elforsyningsikkerheden sættes krav til mængden af termiske anlæg i Danmark og dermed øges den termiske kapacitet markant ved etablering af nye gasturbiner.
- Foruden at køre i de mest pressede situationer, får anlæggene også drift i perioder med særligt høje elpriser.
- Gasturbiner i kapacitetsmarkedsløsningen kører 900-1.000 fuldlasttimer i DK1 og 800-1.100 fuldlasttimer i DK2.

Gasturbine FLH	DK1	DK2
2030	879	833
2035	1.015	1.124
2040	929	1.118

De etablerede ellagre anvendes aktivt i elsystemet

- Foruden at afhjælpe systemet i pressede situationer anvendes ellagrene også aktivt til at optimere systemet og lagre strøm fra perioder med lave elpriser og aflade igen i perioder med høje elpriser
- Lagrene får forskellige antal cyklusser afhængigt af lagertype (volumen i forhold til effekt).
- Flest fuldlasttimer i DK1 i forhold til DK2, grundet mere fluktuerende elpriser i DK1.

		Årlige cyklusser		Fuldlasttimer i alt	
		DK1	DK2	DK1	DK2
2030	Korttidslagre	329	287	1.317	1.149
	Langtidslagre	39	25	1.171	762
2035	Korttidslagre	286	229	1.144	918
	Langtidslagre	46	25	1.374	736
2040	Korttidslagre	280	217	1.121	869
	Langtidslagre	52	28	1.565	837

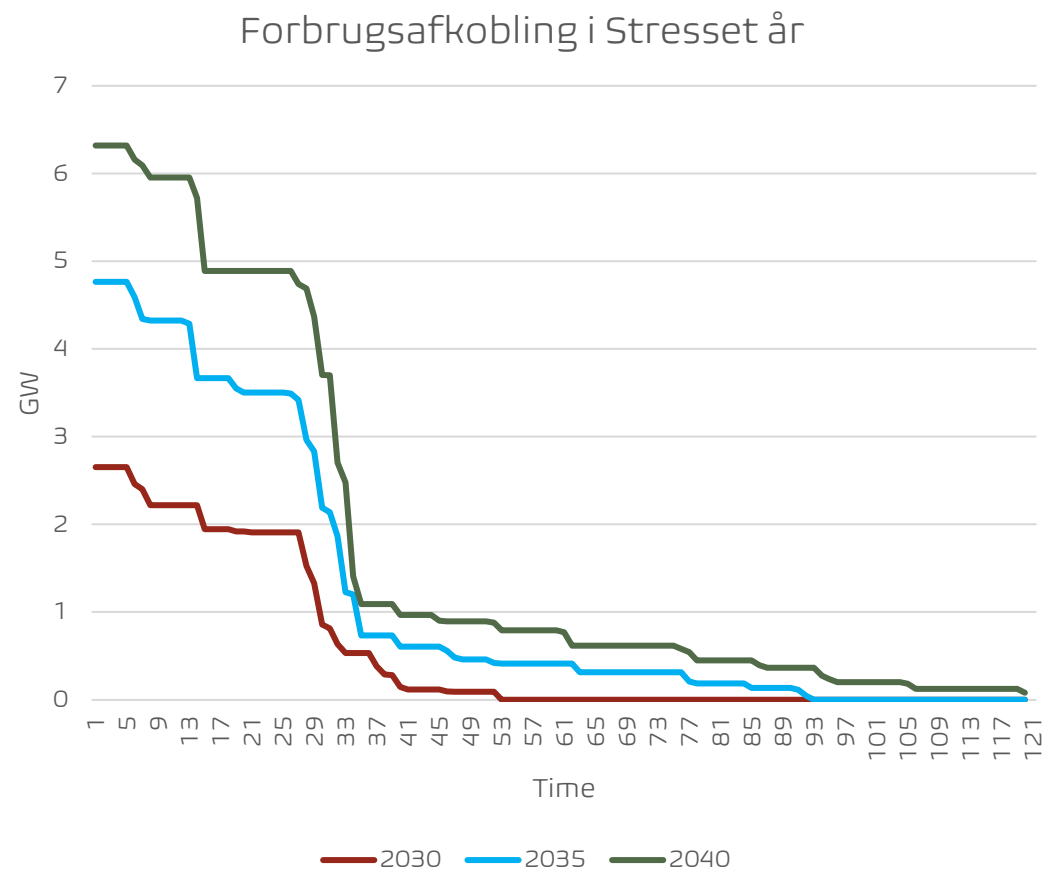
Strategisk reserve

Som vist tidligere er effektmanglen i Danmark ca. 2,6 GW i 2030, ca. 4,8 GW i 2035 og ca. 6,2 GW i 2040 i det analyserede chok-scenarie.

En strategisk reserve kan etableres i Danmark for at imødegå disse scenarier med effektmangel. Den strategiske reserve skal stå til rådighed i nødsituationer, men kan i øvrigt ikke deltage i elmarkedet.

For at imødegå effektmangel i de analyserede scenarier vil der skulle etableres lidt over 6 GW kapacitet, som skal finansieres uden for elspotmarkedet.

Ifølge Teknologikataloget kan termiske spidslastanlæg etableres til ca. 4 mio. kr./MW, hvilket giver en samlet investering på 24 mia. kr., hvis der skal etableres 6 GW. Dertil kommer faste driftsomkostninger.



Opsamling og konklusioner

Opsamling – delanalyse 1

Det europæiske og det danske elsystem vil i perioden frem mod 2040 udvikle sig mod højere og mere fleksibelt elforbrug, mere produktion fra sol og vind og lavere regulerbar elproduktionskapacitet.

Danmark bliver i perioder helt afhængig af import for at kunne tilfredsstille indenlandsk efterspørgsel.

I et normalt klimaar er der ifølge modelberegningerne ikke udfordringer med effekttilstrækkelighed. Der er her anvendt en deterministisk metode, der ikke tager hensyn til samtidige udfald af transmissions- og/eller produktionskapacitet, der har lav sandsynlighed.

I et meget dårligt klimaar med lavere, tilgængelig termisk produktionskapacitet opstår udfordringer med effektmangel i Europa og i Danmark.

Effektmangel i dette scenarie opstår i timer med høj, ufleksibelt efterspørgsel og lav elproduktion fra sol og vind.

Effektmangel sker i Danmark i op til 50 timer i 2030 og 120 timer i 2040 af varierende omfang.

Effektmangel sker i sammenhængende perioder på 10-20 timer.

Effektmangel opstår på tværs af Danmark og nabolande. Derfor kan udfordring ikke løses med øget import, hvis ikke andre tiltag følger med (fx øget regulerbar kapacitet eller øget forbrugsfleksibilitet).

Opsamling – delanalyse 2

Øget regulerbar produktionskapacitet, mere sol og vind, øget forbrugsfleksibilitet og mere ellager kan alle reducere effektmangel i et stresset år.

Største effekt opnås ved etablering af mere regulerbar produktionskapacitet og mere sol og vind.

Aktivering af yderligere fleksibelt elforbrug i situationer med effektmangel kan reducere forbrugsafkobling for øvrige forbrugere. Dette ville kun være nødvendigt i op til 50 timer i 2030 i det klimastressede år, og op til 120 timer i 2040.

Da udfordringen typisk sker over perioder på 10-20 timer, har korttidslagre begrænset effekt, mens langtidslagre har større effekt.

BILAG – Yderligere forudsætninger om forbrugsfleksibilitet

Limits on flexibility of electric vehicles

Time shifting

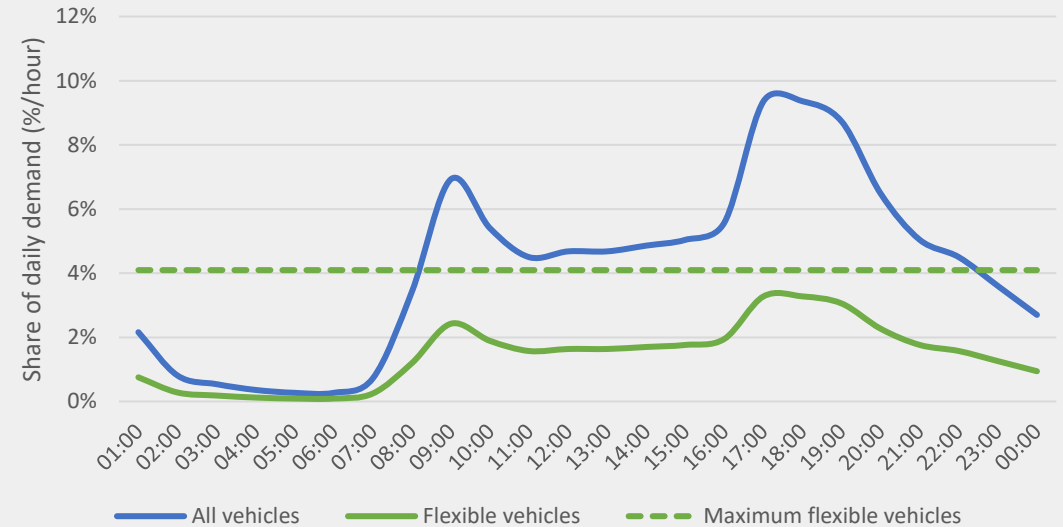
Flexibility is implemented as a potential to shift the average charging load (of the flexible vehicles) of up to 4 hours in time. Energy demand has to be served over a 24 hour period, and all energy demand has to be served by 7 am in the morning, where all EVs are charged to the desired level

Restriction on flexibility

Flexibility of charging for electric vehicles is subject to a number of restrictions, which develop over time

- Only a fraction of vehicles participate in flexible charging, meaning the remaining vehicle will follow the initial charging pattern at all time. The maximum charging is limited to a multiple of the estimated peak demand of the initial profile
- Maximum charging for flexible vehicles cannot exceed 125% of the peak of their initial charging profile.
- Flexibility is activated at a cost of 15 €/MWh independent of time difference. This means, the difference between achievable electricity prices has to be at least 15 €/MWh, before load shifting takes place. For an average personal vehicle with annual driving ranges of 15.000 – 20.000 km and electricity demand of around 3 MWh/year, this corresponds to 45 €/year.

Illustration of charging patterns and limits (2030)



Restrictions on flexibility

	2020	2030	2050
Share of vehicles participating in flexible charging (%)	20%	35%	65%
Maximum charging (% of peak of flexible cars)	125%	125%	125%



Flexibility on electric vehicles

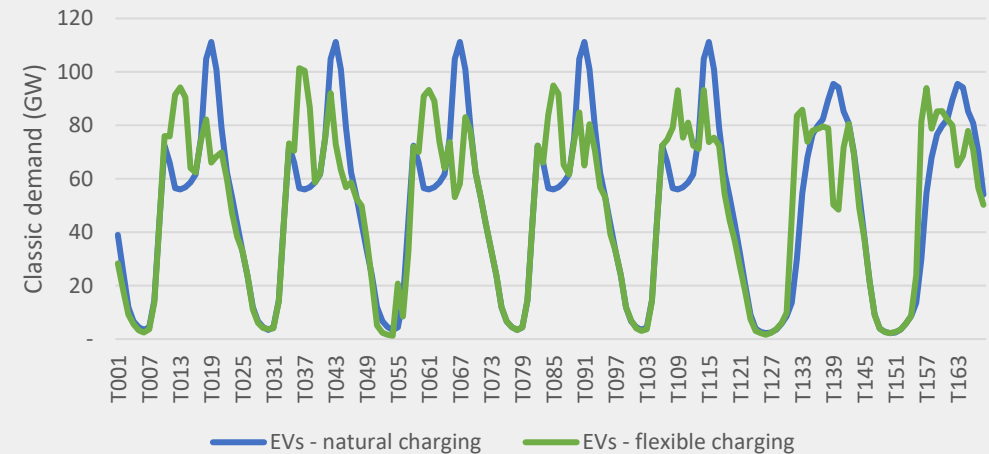
The resulting maximum capacity to increase charging or interrupt charging (providing upregulation to the system) is shown on the right. These flexibilities are well below technical accumulated battery loading and volume in the system, which are up to 18 times higher.

Flexibility in charging patterns is used in dispatch optimisation as illustrated, showing a move away from peak load in initial charging profile at the expense of higher peaks.

Capacities and volumes¹

	2025	2030	2040	2050
Maximum charging capacity (GW)	318	485	1.055	1.624
Usable additional charging capacity (GW)	8	15	45	90
Interruptible charging capacity (GW)	6	12	37	73
Maximum storage volume (GWh)	1.465	2.231	4.852	7.473
Usable storage volume (GWh)	11	20	63	126

Example of operation – 2050 (Europe)



¹ Maximum charging capacities and volume based on simplified estimate of 7,5 GW charging capacity/vehicle and 2 MWh average electricity demand pr. vehicle and average battery sizes of 50 kWh/vehicle



Flexibility on individual heating

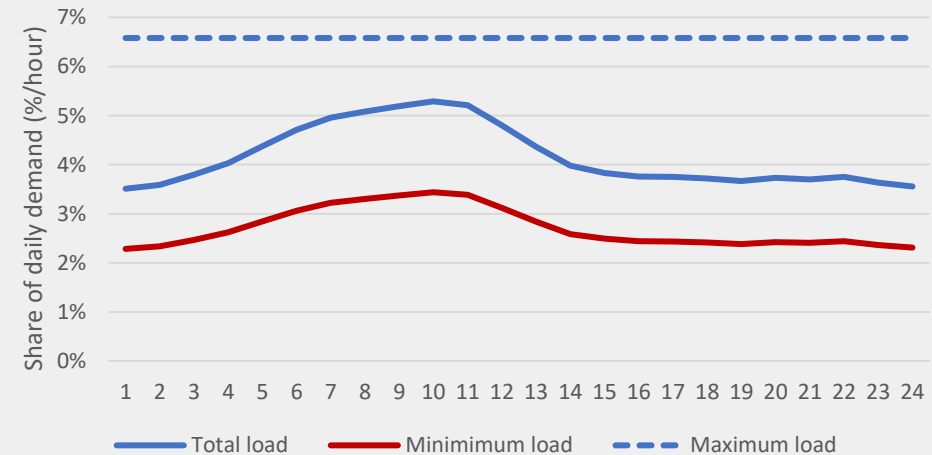
Electricity used for heating can be flexible by exploiting heat capacity in buildings and hot water tanks. The initial demand profile follows the heat demand, which is dependent on hot water usage and outside temperature. An increasing share of buildings are participating in providing flexibility to the system by allowing the average seasonal demand to be shifted by up to 2 hours.

Load for buildings not participating in flexible heating will have to be served at all times. Maximum load for individual heating cannot exceed maximum annual peak demand, which is well below the total cumulative installed technical capacity of heat pumps.

Heat demand has to be supplied within 24 hours and thus cannot be shifted across days.

Flexibility is activated at a cost of 10 €/MWh, meaning the difference between achievable electricity prices has to be at least 10 €/MWh, before load shifting takes place.

Illustration of demand patterns and limits (2030)



Restrictions on flexibility

	2020	2030	2050
Share of buildings in flexible heating (%)	20%	35%	65%