



Scenarier for dansk el og fjernvarme 2020 til 2035

Analyse nr. 4 | 20. juni 2013

Scenarier for dansk el og fjernvarme 2020 til 2035

1 Indhold

2	Resumé	4
3	Indledning	14
3.1	Baggrund.....	14
3.2	Energisystemet i dag og forventede ændringer	15
3.2.1	Udlandsforbindelser	15
3.2.2	Rammevilkår	16
3.3	Afgiftssystemets betydning	18
3.4	Klimadagsordenen.....	20
3.5	Regeringens målsætninger.....	21
3.6	To åbne vinduer: Tidsforløbet i den grønne omstilling	22
3.7	De to veje.....	24
3.8	Mulige game changers.....	25
3.8.1	Prisen på biomasse	25
3.8.2	Biomasseprisens følsomhed	26
3.8.3	Prisen på naturgas	27
3.8.4	Gasprisens følsomhed	27
4	Del 1: Ekspansion vs. anvendelse	30
4.1	Scenarierne.....	30
4.2	Kvantitative resultater	30
4.3	Økonomi	34
4.3.1	Markedsprisen på el i DK: Ekspansion giver lavere priser, men højere støttebehov og højere samlet pris	36
4.3.2	VE skaber variation i markedsprisen på el og plads til øget anvendelse og fleksibelt elforbrug	37
5	Del 2: Dansk VE-målsætning – enegang vs. fælles-europæisk omstilling	40
5.1	Scenarierne.....	40

5.2	Investeringer, teknologispør og betydningen af game changers	42
5.2.1	Investeringer i udlandet	42
5.2.2	Investeringer i Danmark	43
5.2.3	Driften af det danske el- og fjernvarmesystem	45
5.2.4	Effekten af projektbekendtgørelsen.....	47
5.2.5	Ændrede brændselspriser	47
5.2.6	VE-andele i el- og fjernvarmesektoren.....	50
5.3	Omkostningerne ved den danske VE-målsætning	52
5.3.1	Betydning for konkurrenceevnen.....	57
5.4	Forsyningsikkerhed	59
5.5	Klima og ressourcer	61
5.5.1	Dansk CO ₂ -udledning fra el- og fjernvarmeproduktion	61
5.5.2	Forbruget af biomasse.....	61
6	Sådan har vi regnet.....	64
6.1.1	Sådan har vi lavet beregningerne.....	64
6.1.2	Modellering af kapacitetsbalance	65
6.1.3	Hvad har vi beregnet: Beskrivelse af målepunkter	66
6.2	Fælles antagelser på tværs af scenarier	69
6.3	Datakilder	70
6.3.1	Forbrug – tidsprofiler og årligt forbrug	70
6.3.2	VE tidsprofiler og kapaciteter	71
6.3.3	Termiske kapaciteter og tekniske og økonomiske data for eksisterende værker.....	71
6.3.4	Transmission.....	72
6.3.5	Økonomiske og teknologiske data	72
6.4	Referencer	73

2 Resumé

Det er nødvendigt med et kvalificeret grundlag, når debatten om udviklingen i det danske energisystem fra 2020 til 2035 begynder. I den forbindelse er det centralt, hvordan beslutninger og internationale forhold – alt andet lige – påvirker energisystemet set fra 2013.

Derfor har Dansk Energi analyseret scenarier for el- og fjernvarmesystemet i Danmark frem til 2035. Vi har analyseret hvordan og hvor meget EU's fremtidige CO₂-målsætninger og de danske energipolitiske målsætninger påvirker energiomkostninger, CO₂-emissioner og teknologisor i Danmark.

Nærværende kapitel giver et resumé af analysen, som uddybes i de efterfølgende kapitler.

Følgende hovedkonklusioner kan udledes af analysen:

- En fortsættelse af det nuværende afgifts- og støttesystem er afgørende for valget af teknologisor, og sikrer i sig selv ca. 80 % VE i el- og fjernvarmesystemerne i 2020.
- En særskilt dansk målsætning om 100 % VE i el- og fjernvarmesystemerne er dyrt for Danmark og presser den danske konkurrenceevne hvis der ikke kommer en betydende CO₂-kvotepris.
- Efter 2030 er valget mellem nybygning af træpille kraftvarme versus havvind følsomt overfor ændringer i brændselsprisen for biomasse eller naturgas.
- Mængden af dansk elproduktionskapacitet i fremtiden er stærkt afhængig af hvor meget elimport vi regner med at have til rådighed i spidslasttimer.
- Der kommer øget variation i markedsprisen på el i fremtiden, hvilket skaber rum for fleksibelt forbrug.

Scenarier og centrale antagelser

Analyserne er bygget op omkring en række scenarieanalyser, hvor flere hovedparametre kombineres på forskellig vis. De centrale parametre, som der er analyseret på, er her:

- CO₂ – kvoteprisen i EU
- Danmarks udbygning med vedvarende energi
- Danmarks samlede vedvarende energi-målsætning i 2035
- Regional eller national kapacitetsbalance

Analysens resultater bygger på modelkørsler foretaget med energisystemmodellen Balmorel. Resultaterne er afhængige af de valgte forudsætninger for el- og varmeforbrug, brændselspriser, teknologipriser, tilgængelighed af transmissionskapacitet, udviklingen i udlandet og øvrige rammevilkår for el- og varmesektoren. Antagelser som er specifikke for de enkelte scenarier gennemgås nedenfor særskilt for hvert scenarie. Antagelser som er fælles på tværs af scenarier er oplyst i afsnit 6.2. Hvor det er muligt, bygger analysen på de samme forudsætninger, som

benyttes i øvrige analysemiljøer (Energistyrelsens Basisfremskrivning, Energistyrelsens Teknologikatalog mv.). Hvor der er anvendt øvrige antagelser, bliver dette begrundet.

En analyse af det danske energisystem med en mere end 20-årig tidshorisont vil altid være forbundet med usikkerhed. Analysens resultater skal derfor ikke ses som en forudsigelse af den fremtidige udvikling, men som konsistente billeder af udfaldsrummet for el- og fjernvarmesystemet givet de valgte antagelser. Analysens resultater er baseret på beregninger, og vil derfor være helt afhængig af de valgte input parametre.

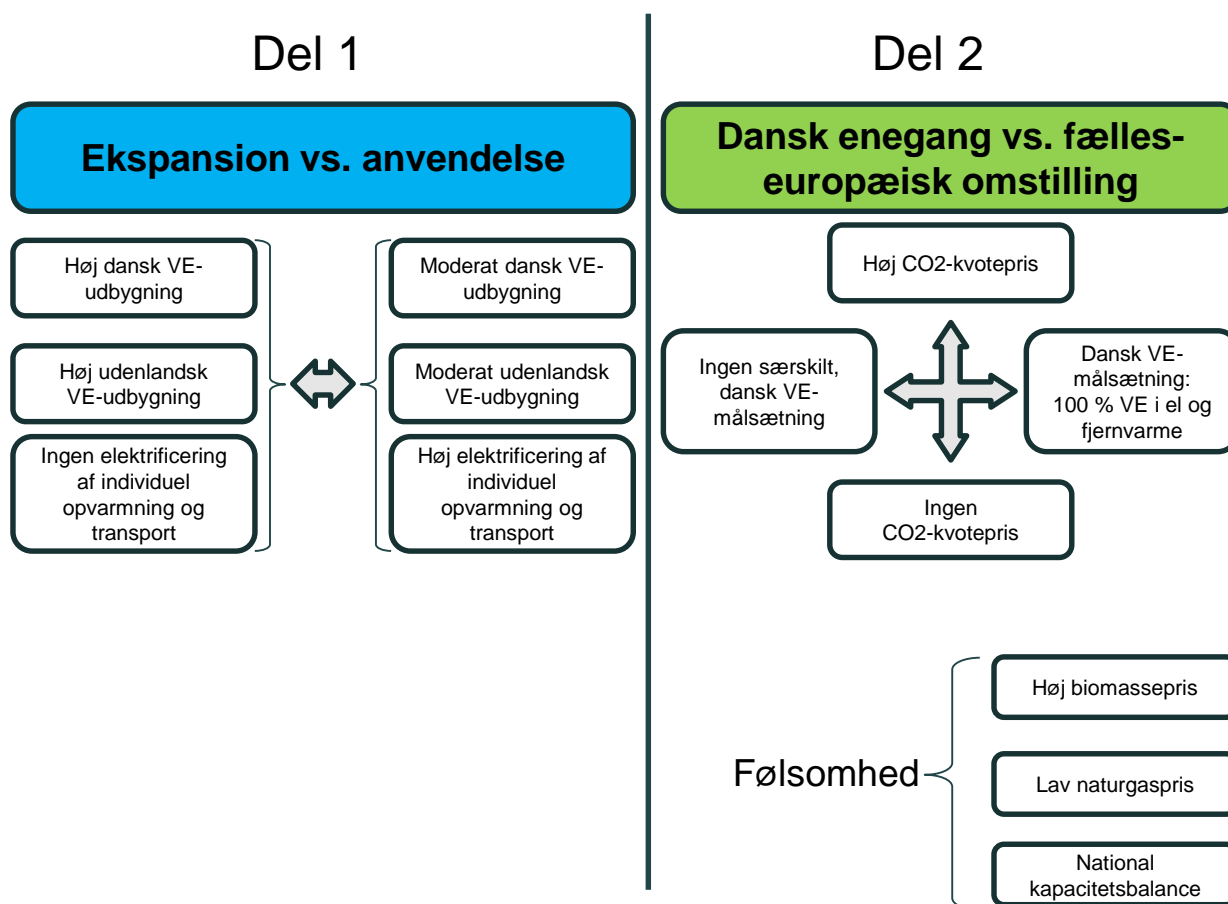
Alle økonomiske størrelser er regnet i faste 2011-priser.

Scenarierne illustrerer eksempler for udviklingen af det danske energisystem mellem 2020 og 2035. Scenarierne beskriver udfaldsrummet for den danske el- og fjernvarmesektor, givet antagelser om den danske og europæiske energi- og klimapolitik.

Analysen er delt op i to hovedspor, som er valgt ud fra deres centrale betydning for de energipolitiske valg, der skal følge efter den nuværende energiaftale, som løber frem til 2020:

- Konsekvensen af fortsat kraftig ekspansion med fluktuerende vedvarende energi (vind og sol) kontra fokus på større elektrificering af varme og transportsektoren med en mere moderat udbygning af VE
- En dansk VE-målsætning i relation til dansk enegang vs. en fælleseuropæisk tilgang til den grønne omstilling.

Hvert spor har fokus på særskilte parametre og deres konsekvenser for energisystemet, omkostninger og elprisen.

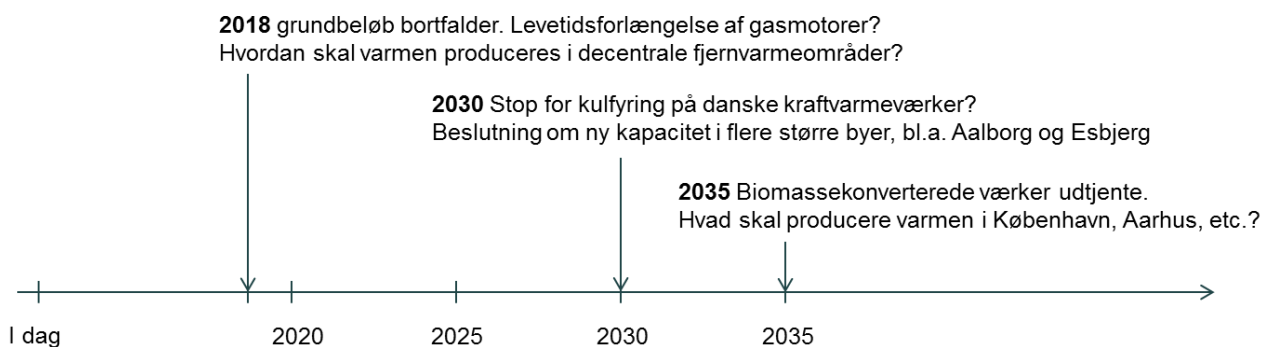


Figur 1 Analysens to dele.

To åbne vinduer for det danske energisystem

Perioden frem mod 2035 er interessant, da den byder på to åbne vinduer for indflydelse på udviklingen i det danske energisystem. Det første åbne vindue er frem mod 2020, hvor det nuværende grundbeløb til den decentrale kraftvarme bortfalder ved udgangen af 2018. Grundbeløbet udgør en betragtelig del af indtægterne i de decentrale kraftvarmeværker. El- og varmesalg på markedsvilkår vurderes ikke alene at kunne sikre økonomien i særligt de naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker, hvorfor det forventes, at en stor del af den decentrale kraftvarmekapacitet vil lukke ved bortfald af grundbeløbet.

Det andet åbne vindue er omkring 2030-2035, hvor de centrale kraftvarmeværker med varmegrundlag er udtjente. Her skal der investeres i ny produktionskapacitet til fjernvarmen, hvilket vil have stor betydning for elsystemet alt efter, om det bliver i varmepumper, kedler eller kraftvarme.



Figur 2 Vigtige begivenheder i relation til den fremtidige udvikling i det danske energisystem.

De primære faktorer, der påvirker det første åbne vindue, er:

- Projektbekendtgørelsen¹ (der må i dag ikke skiftes til biomassekedler i de centrale kraftvarmeområder samt i de decentrale områder med naturgaskraftvarme)
- Høj afgift på gas og gas kraftvarme (ca. 350 kr/MWh varme i afgift for kedler)
- Afgiftsfordelen til biomasse, der favoriserer træflis kedler (med ca. 100 kr/MWh varme i afgiftsdifference)
- Varmepumper er ikke konkurrencedygtige i dag, da de har en højere afgift og betaler nettarif

De primære faktorer, der påvirker det andet åbne vindue er:

- Varmegrundlaget
- Prisen på biomasse
- Prisen på offshore vindkraft
- Afgiftsfordelen til biomasse ift. varmepumper og fossile brændsler
- Værdien af elproduktionskapacitet

Udlandet og det danske energisystem

Det danske energisystem er afhængigt af udviklingen i udlandet. Det tages der højde for i de respektive analyser. I første del-analyse, hvor en ekspansion i udbygningen af VE (VE-ekspansion) undersøges overfor øget anvendelse af el indlægges en CO₂-kvotepris på 25 euro / ton i hele perioden.

I den anden del modelleres en fælleseuropæisk omstilling til vedvarende energi (EU Grøn) igennem en høj CO₂-kvotepris, baseret på dekarboniseringssceneriet fra EU Energy Roadmap 2050, stigende fra 184 kr. / ton i 2020 til 484 kr. / ton i 2035. I scenariet, hvor Danmark alene omstiller sit energisystem til vedvarende energi (EU Sort) antages, at der ikke er et fælleseuropæisk CO₂-kvotemarked.

¹ Nyinvesteringer i den kollektive fjernvarmeforsyning skal bl.a. godkendes ift. Projektbekendtgørelsens bestemmelser som forbyder at opføre kedelkapacitet på biomasse til erstatning af central kraftvarmekapacitet og decentral kraftvarme på naturgas. Se <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=145836>

Begge dele af analysen viser, at Danmark i 2020 vil opnå en VE-andel på 80 % i el og fjernvarme, stigende fra ca. 40 % i dag², med de beslutninger, der allerede er truffet i dag. Dette resultat er relativt robust, uanset hvad resten af EU vælger (dvs. om der er en CO₂-kvotepris eller ej), da investeringerne (udover dem i havvindmøller) primært er drevet af fjernvarmesystemet med incitamenterne i det nuværende nationale afgifts- og støttesystem.

Tabel 1 Scenarieoversigt for analysens del 1 og 2.

Analysedel	
Del 1	
Fælles antagelser	CO ₂ – kvotepris på 25 euro / ton. Ingen særskilt dansk VE-målsætning. Videreførelse af nuværende dansk afgifts- og støttesystem.
Ekspansion	Fokus på fortsat høj ekspansion med fluktuerende VE-produktionskapacitet. Høj dansk og udenlandsk VE-udbygning. Ingen elektrificering af individuel opvarmning og transport. Ingen mulighed for store varmepumper i fjernvarmen. V.S.
Anvendelse	Fokus på større anvendelse af fluktuerende VE-produktion. Moderat dansk og udenlandsk VE-udbygning. Høj elektrificering af individuel opvarmning og transport. Ingen mulighed for biomassekedler i fjernvarmen.
Del 2	
Fælles antagelser	Frit brændsels- og teknologivalg i decentralt kraftvarme. Videreførelse af nuværende dansk afgifts- og støttesystem. Ingen eksogen antaget kapacitetsudbygning fra 2020 til 2035 (med undtagelse af onshore vind og kernekraft).
EU Grøn	CO ₂ -kvotepris fra EU Energy Roadmap 2050 (stigende fra 25 €/ton i 2020 til 65 €/ton i 2035). ³
EU Sort, ingen mål	CO ₂ -kvotepris på 0 i perioden 2020 til 2035. Ingen særskilt dansk VE-målsætning V.S.
EU Sort, VE=Forbrug	CO ₂ -kvotepris på 0 i perioden 2020 til 2035. For Danmark skal samlet VE-produktion i el og fjernvarme matche det samlede danske el- og fjernvarmeforbrug (VE=Forbrug)

² Målt som VE-produktionens andel af samlet dansk el- og fjernvarmeforbrug.

³ Med de givne forudsætninger opfylder Danmark automatisk, at VE-produktion i el og fjernvarme matcher det samlede danske el- og fjernvarmeforbrug.

Første del: Ekspansion med VE kontra større elektrificering

Den fremtidige udvikling i el- og fjernvarmesektoren analyseres med udgangspunkt i to forskellige eksempler. I det første eksempel fortsættes dette årtis VE-udbygning i højt tempo mellem 2020 og 2035 ("ekspansionsscenarioet"). Som alternativ opstilles et scenarie, hvor perioden fra 2020 til 2035 i højere grad bruges til konsolidering, med fokus på øget anvendelse igennem øget elektrificering af individuel opvarmning (ved varmepumper) og transportsektoren ("anvendelsesscenarioet").

I ekspansionsscenarioet udbygges offshore vind i Danmark fra 2.100 MW i 2020 til 5.100 MW i 2035, og sol udbygges fra 900 MW i 2020 til 3.900 MW i 2035, og forbruget øges marginalt fra 35 TWh til 36 TWh. Samtidigt forudsættes vores nabolande ligeledes at fortsætte VE-ekspansionen i højt tempo.

I anvendelsesscenarioet udbygges offshore vind til 2.900 MW i 2035, og sol fastholdes på 900 MW. Elforbruget stiger fra 37 TWh i 2020 til 42 TWh i 2035, foranlediget af 400.000 elbiler, 265.000 varmepumper i den individuelle opvarmning og store varmepumper i fjernvarmeforsyningen.

I ekspansionsscenarioet presser den variable elproduktion markedsprisen på el ned fra 46 øre/kWh i 2020 til 34 øre/kWh i 2035 (i faste 2011 priser). I anvendelsesscenarioet stiger markedsprisen på el til 52 øre/kWh i 2035.

Ekspansionsscenarioet er samlet set det dyreste eksempel. Den samlede omkostning⁴, til produktion af dansk el- og fjernvarme i 2035, er 5 mia. kr. pr. år højere end i anvendelsesscenarioet, når der korrigeres for besparelserne på olie og naturgas i den individuelle opvarmning og transportsektoren, og når en evt. meromkostning ved introduktion af elbiler og individuelle varmepumper i anvendelsesscenarioet ikke medregnes. Den lavere elpris, kombineret med højere omkostninger i ekspansionsscenarioet betyder, at støttebehovet til el- og fjernvarmesektoren er højere i ekspansionsscenarioet, end i anvendelsesscenarioet.

⁴ Omkostningen er beregnet som omkostningen til produktion af el- og fjernvarmeforbrug i Danmark, korrigeret for udenrigshandel. Omkostningen inkluderer brændselsomkostninger, variable og faste omkostninger på værkerne, køb af CO₂-kvoter samt kapitalomkostninger på ny-investeringer i perioden 2020-2035. Netto-eksport af el indregnes som en indtægt, og netto-import af el indregnes som en udgift. Beregningen af omkostningerne er beskrevet i afsnit 6.1.3.

Tabel 2 Oversigt over omkostninger til danske el- og fjernvarmeproduktion, 2020 til 2035 i anvendelse og ekspansions-scenariet.

mia. kr.	VE-anvendelse	VE-ekspansion
2020		
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	8,5	8,8
CO2-kvotekøb	2,0	2,0
Samlet omkostning	10,6	10,7
2025		
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	7,9	10,6
CO2-kvotekøb	2,1	1,8
Samlet omkostning	10,0	12,3
2030		
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	13,2	17,2
CO2-kvotekøb	0,9	0,6
Samlet omkostning	14,1	17,8
2035		
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	17,9	22,9
CO2-kvotekøb	0,4	0,3
Samlet omkostning	18,3	23,2
Samlet omkostning, inkl. CO2-kvoter, mia. kr. 2020 til 2035 (simpel sum)	212,0	256,5
Samlet omkostning, inkl. CO2-kvoter, mia. kr. 2020 til 2035 (2013 netto-nutidsværdi)	102,0	120,9

Note: De modellerede år indgår med vægten 4 i den samlede sum for perioden. Det vil sige, at hvert år repræsenterer en 4-års periode i den samlede sum. Netto-nutidsværdien er beregnet med 5 % diskonteringsrate.

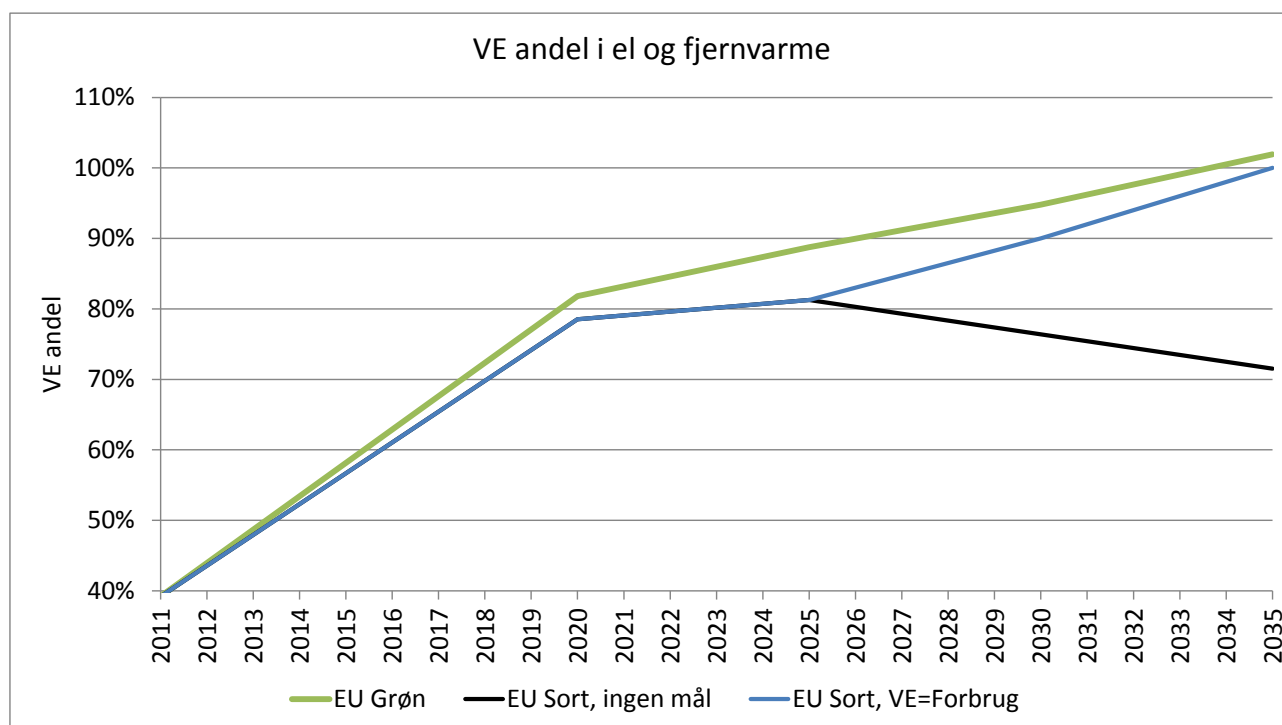
Anden del: Dansk VE-målsætning i relation til dansk enegang vs. fælleseuropæisk omstilling.

I anden del analyseres det om og hvordan Danmark opfylder målsætningen om 100 % VE i el og fjernvarmesektoren i 2035, som formuleret i regeringsgrundlaget. Vi analyserer to forskellige CO₂-kvoteregimer (med henholdsvis en kvotepris på 0 kr./ton og en høj kvotepris) og tre forskellige danske målsætninger for VE i el- og fjernvarmesektoren i 2035 (Ingen mål, VE=Forbrug og 0-fossil). I analysen indlægges øvrige rammebetingelser for el- og fjernvarmesektoren, hvorefter modellen træffer investerings- og driftsbeslutninger. Der er ikke indlagt eksogen (på forhånd given) kapacitetsudbygning i perioden fra 2020 til 2035, bortset fra onshore vindkraft, som udbygges i henhold til Energinet.dk's analyseforudsætninger. Derudover er det antaget, at der reinvesteres i spidslastkedler (olie- og naturgasfyret) og affaldsfyrede anlæg.

Hvis EU følger den grønne vej, baseret på en høj CO₂-kvotepris, så vil det eksisterende afgifts- og tilskudssystem være nok til, at Danmark opfylder 100 procent af målsætningen i 2035 i el og fjernvarmesystemet under et. VE-andelen vil dog blive presset, hvis der kommer stigninger i biomasseprisen. I grundscenariet regnes med en biomasseprisfremskrivning, som giver en

træpillepris på 66 kr. / GJ, og en træflispris 54 kr. / GJ i 2035. Som følsomhed er regnet på konsekvensen af en 30 % højere træpillepris i 2035, svarende til 86 kr. / GJ, og 30 % højere træflispris på 70 kr. / GJ i 2035. I det høje biomassepris-scenarie vil Danmark uden et særskilt dansk VE-mål kun nå en samlet VE-andel på 90 % i 2035. Det vil skabe behov for yderligere støtte for at nå 100 % VE.

Hvis EU ikke har klimaambitioner (CO_2 -prisen=0 euro/ton), så sættes den danske VE-andel under kraftigt pres efter 2025. Afgifts- og støttesystemet er nok til at sikre kraftvarmedrift på biomassekonverterede værker frem mod 2030, men kan ikke sikre økonomi i ny-investeringer i biomasse-kraftvarme. Analysen viser således et fald i VE-andelen fra 2030, når de centrale kraftværker, der i perioden frem til 2020 forudsættes ombygget fra kul til biomasse, er udtjente. I fraværet af en betydende CO_2 -kvotepris, bliver der i stedet investeret i kulkraftvarme. I 2035 bliver VE-andelen omkring 70 %.



Figur 3. Udvikling af VE-andele i de forskellige scenarier.

I alle scenarierne, der når en VE-andel på 100 procent, overopfyldes der i elsektoren (ca. 110 %) for at kompensere for den fossile fraktion i affald til varme. Fjernvarmen bliver højst ca. 90 % vedvarende. Dette skyldes, at den fossile fraktion af affaldet bidrager med ca. 10 % af varmeproduktionen.

Elprisen stiger i både EU Grøn og EU Sort fra 2020 til 2035, uafhængigt af om Danmark har et VE-mål. I 2020 er elprisen 46 øre/kWh i EU Grøn, og 31 øre/kWh i EU Sort. I 2035 stiger elprisen til 54 øre/kWh i EU Grøn, og 40 øre/kWh i EU Sort. Stigningen i elpriserne i EU Sort er uafhængig af de danske VE-målsætninger. Danske VE målsætninger giver dog et større støttebehov.

I EU Grøn er den omkostningen til dansk el- og fjernvarmeproduktion 20,6 mia. kr. i 2035, hvor 100 % VE-målsætningen opfyldes alene gennem kvoteprisen og det eksisterende støtte- og afgiftssystem.

Omkostningerne for den danske el- og fjernvarmeforsyning er afhængig af EU's kvotepris. I EU Sort med en CO₂-kvotepris på nul, er omkostningen 16,8 mia. kr. pr. år i 2035, hvis Danmark ikke har bindende VE-mål. Med en VE=Forbrug i 2035 vokser omkostningen til 22 mia. kr. pr. år i 2035.

Det høje biomasseforbrug i EU Grøn og EU Sort, VE=Forbrug, gør omkostningerne følsomme over for ændringer i biomasseprisen. En biomassepris som er 30 % højere end forventet vil i EU Grøn i 2035 øge omkostningen med tre mia. kr. pr. år, såfremt VE-målsætningen stadigvæk skal opfyldes.

Analysen viser, at et europæisk CO₂-kvotemarked med høj kvotepris (EU Grøn), vil gavne den danske omstilling til 100 % VE, og gøre den årlige regning i 2035 mindre, end hvis Danmark går enegang som i EU Sort. Uanset om omkostningsniveauet ved 100 % VE i 2035 er tæt ved ens i EU Grøn og EU Sort, VE=Forbrug, så presses den danske konkurrenceevne hårdere i EU Sort med et dansk 100 % VE-mål, da udenlandsk elproduktion, uden en kvotepris, potentielt vil kunne foretages på kulraft, hvilket igen vil presse den danske elproduktion. Dette betyder dels, at Danmark får en mindre eleksport, men også at der kan opstå yderligere pres, for at nedjustere de danske VE-målsætninger, da den nationale støtte vil være højere. Dette er særligt drevet af elprisforskellen imellem EU Grøn, med en markedspris på el på 54 øre/kWh, og EU Sort med en markedspris på el på 40 øre/kWh.

Tabel 3 Oversigt over omkostninger til dansk el- og fjernvarmeproduktion i perioden 2020-2035 i EU Grøn og EU Sort med og uden VE-målsætning

mia. kr.	EU Grøn	EU Sort, ingen mål	EU Sort, VE=Forbrug
2020			
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	8,7	9,0	9,0
CO2-kvotekøb	2,0	0,0	0,0
Samlet omkostning	10,7	9,0	9,0
2025			
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	9,9	9,2	9,2
CO2-kvotekøb	2,1	0,0	0,0
Samlet omkostning	12,0	9,2	9,2
2030			
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	16,0	13,1	15,0
CO2-kvotekøb	0,8	0,0	0,0
Samlet omkostning	16,8	13,1	15,0
2035			
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	20,6	16,8	22,0
CO2-kvotekøb	0,7	0,0	0,0
Samlet omkostning	21,3	16,8	22,0
Samlet omkostning, inkl. CO2-kvoter, mia. kr. 2020 til 2035 (simpel sum)	243,6	191,9	220,4
Samlet omkostning, inkl. CO2-kvoter, mia. kr. 2020 til 2035 (2013 netto-nutidsværdi)	115,8	91,6	102,1

3 Indledning

3.1 Baggrund

Verden forandrer sig hurtigt i disse år. Effekterne af liberaliseringen af elsystemet, udbygningen med vedvarende energi og den internationale transmission begynder nu for alvor at slå igennem. Finanskrisen, svingende brændselspriser og politisk uenighed gør, at usikkerheden om fremtiden er større end nogensinde for energiselskaberne. Som konsekvens heraf er der behov for at analysere, hvordan fremtiden kan tænkes at udvikle sig og hvilke faktorer, der har særlig stor betydning for energisystemerne i fremtiden.

På denne baggrund har Dansk Energi valgt at sætte fokus på el- og fjernvarmesektoren i perioden 2020-2035. Regeringen har i *Vores Energi*⁵ fremlagt målsætningen om en fossilfri el- og varmesektor i 2035, selvom de politiske rammer kun ligger fast frem til 2020 i form af Energifaften⁶ fra marts 2012.

For at illustrere hvordan fremtiden kan udvikle sig, opstiller vi en række scenarier, der bidrager til at kaste lys over, hvordan ændrede politiske rammevilkår og markedsmæssige udviklinger påvirker og bliver påvirket af de investeringer vi gør i de kommende årtier.

Analysen er todelt. I den første del illustreres to eksempler i forhold til den fremtidige energipolitik med fokus på hhv. ekspansion og anvendelse af vedvarende energi. I den anden del analyseres effekterne af hvorvidt Danmark går grøn enegang eller om der sker en fælles omstilling i EU med høj CO₂-kvotepris. Desuden belyses betydningen af usikkerheden om fremtidige brændselspriser.

Danmark er allerede i dag stærkt forbundet til vores nabolande gennem transmissionsforbindelser og der forventes yderligere udbygning. Derudover fastsættes omkostningerne for udledning af CO₂ i det europæiske kvotehandelssystem ETS. Derfor har de beslutninger, der træffes i udlandet og særligt EU stor betydning for Danmark.

Vi har derfor valgt at inddrage de lande, med størst betydning for det danske energisystem i modellen, men primært med fokus på udlandets betydning for, hvad der sker i Danmark. Med forventningen om, at der etableres et kabel mellem Danmark og Storbritannien samt, at Danmark er koblet stærkt til Norden, Tyskland og indirekte til Tysklands største elhandelspartnere, inddrages de Britiske øer, Skandinavien, Tyskland, Østrig, Benelux og Frankrig i det geografiske område, der er undersøgt.

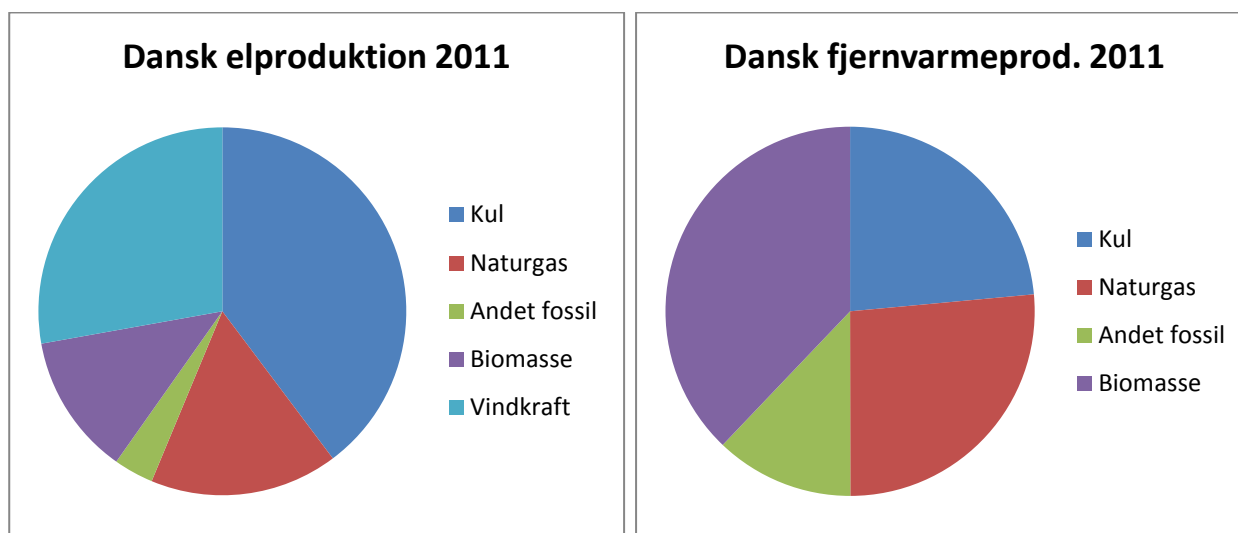


⁵ "Vores Energi", 2011

⁶ Energifaften, 2012

3.2 Energisystemet i dag og forventede ændringer

I både fjernvarme og elproduktion var andelen af vedvarende energi i 2011⁷ ca. 40 %. Kul og vind stod for hhv. ca. 40 % og 30 % af elproduktionen. I varmesektoren kom vedvarende energi stort set udelukkende fra biomasse.



Figur 4 Produktionsmiks af dansk el og fjernvarme 2011, Kilde: Energistyrelsen, 2011a

Ca. 3/4 af fjernvarmen og 60 % af elektriciteten blev i 2011 produceret ved kraftvarme. Dette er en af de mest centrale årsager til Danmarks energieffektivitet. Kun en fjerdel af fjernvarmeproduktionen fandt sted på kedler, og kun 10 % af elproduktionen skete i kondensdrift med bortkøling af varme.

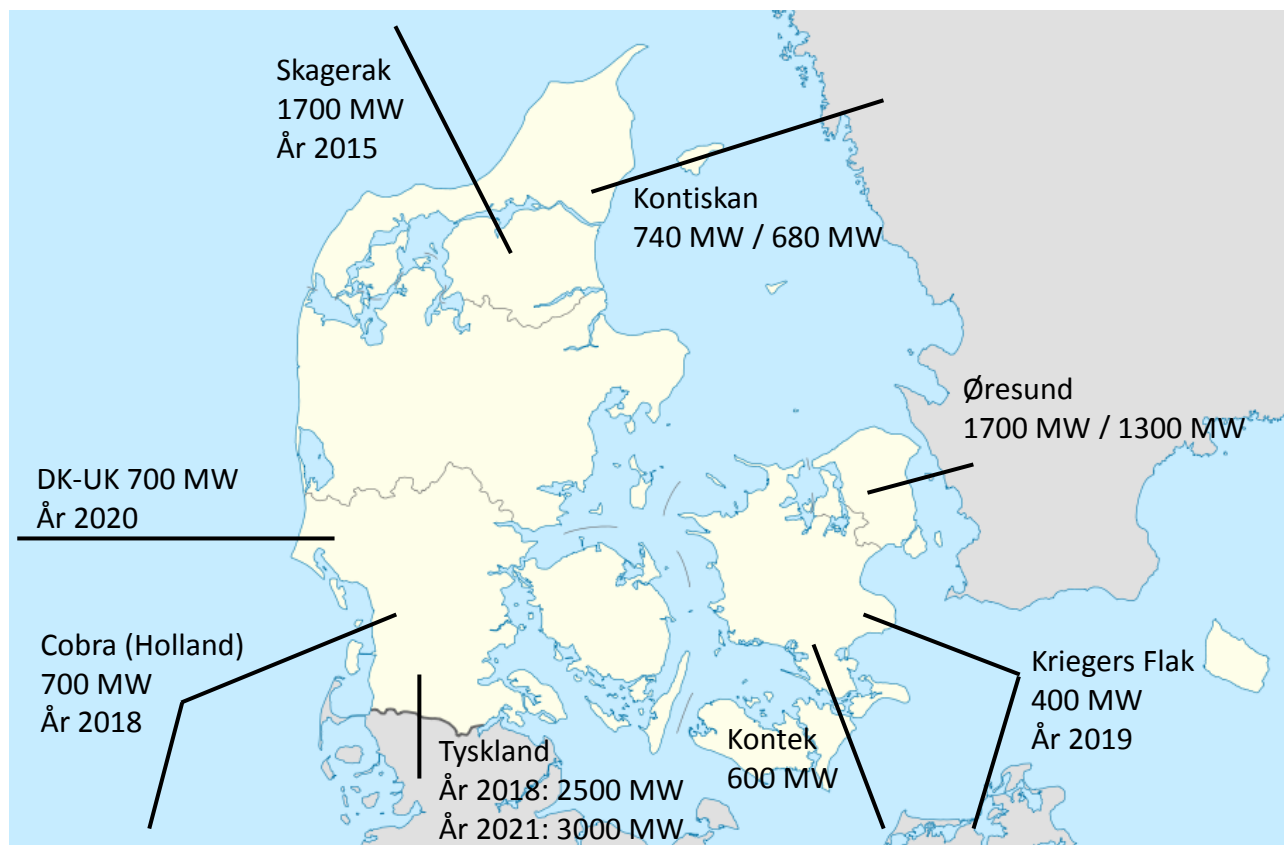
Der er altså en stærk kobling med fjernvarmesystemet og elsystemet, der betyder, at en stor del af elproduktionen er afhængig af varmebehovet. Disse to systemer analyseres derfor under et. På længere sigt vil der ske en større integration med transportsektoren (i form af elbiler) og gassystemet (i form af grøn gas). Denne analyse begrænser sig dog til at se på el- og fjernvarmesystemets udvikling, selvom det øgede elforbrug til elbiler og individuelle varmepumper er indregnet frem mod 2035, da det påvirker investeringer og drift af elsystemet.

3.2.1 Udlandsforbindelser

Det danske elsystem er stærkt forbundet til vores nabolande gennem transmissionsledninger og disse forbindelser vil udbygges yderligere. Udlandskapaciteten overstiger i dag 5 GW og forventes at vokse til over 8 GW i 2020 og ca. 10 GW i 2035. Som det fremgår af Figur 5, kommer stigningen af opgraderinger af kapaciteten mod Norge og Tyskland samt etablering af nye kabler til Holland og Storbritannien. Danske producenter og forbrugere handler strøm gennem Nord Pool med de øvrige nordiske aktører. Dette giver bl.a. mulighed for at balancere elproduktionen fra danske vindmøller med norsk vandkraft. Nord Pool er

⁷ 2012 blev et specielt år pga. store nedbørsmængder i Norden, hvilket er årsagen til at 2011 er beskrevet, da dette er mere repræsentativt for situationen i disse år. 2012 er dog på mange måder en indikator på de udfordringer, som fremtiden byder på med mere elproduktion til lave marginale omkostninger.

desuden koblet til de tyske og hollandske markeder gennem EMCC⁸, der sikrer en optimal markeds­mæssig brug af transmissionsforbindelserne mod syd.



Figur 5 Transmissionskapacitet fra og til Danmark. Baseret på Energinet.dk's analyseforudsætninger 2013-2035 med tilføjelse af DK-UK. Hvor årstal er angivet, ændres kapaciteten til det angivne. På linjer med to kapaciteter angiver det første tal eksportkapaciteten.

Kilde: Energinet.dk, 2013 (a) og Dansk Energi.

3.2.2 Rammevilkår

Fire overordnede politisk bestemte faktorer dikterer i dag udviklingen af det danske energisystem på produktionssiden:

- Projektbekendtgørelsen
- Grundbeløbet
- Tilskud til elproduktion på vedvarende energikilder
- Brændselsafgifter på varmeproduktion

Vi vil i det følgende beskrive disse og deres betydning for udviklingen af energisystemet

⁸ European Market Coupling Company (www.marketcoupling.com)

3.2.2.1 Grundbeløbet

Lov nr. 495 af 9. juni 2004 gav mulighed for at decentrale kraftvarmeværker kunne overgå fra treledstarif til markedsvilkår. De værker, der skiftede, fik til gengæld mulighed for at modtage grundbeløbet, der er en produktionsuafhængig støtte, der aftrappes med stigende spotpriser. Grundbeløbet udgør en væsentlig indtægtskilde for de decentrale kraftvarmeværker. Særligt i disse år med lave spotpriser på elmarkedet, hvor det i lange perioder ikke har været økonomisk attraktivt at producere på de gasfyrede kraftvarmeværker.

Grundbeløbet bortfalder for de decentrale kraftvarmeværker ved udgangen af 2018, hvilket forventeligt vil føre til, at en stor del af de gasfyrede kraftvarmeanlæg vil blive skrottet, da de til den tid typisk vil have nået deres tekniske levetid.

3.2.2.2 Projektbekendtgørelsen

Afgiftsfritagelsen for biomasse giver et stort incitament for særligt decentrale kraftvarmeværker til at skifte fra naturgas til biomasse. Når der i dag kun i begrænset omfang skiftes fra naturgaskraftvarme til biomassekedler, skyldes det at projektbekendtgørelsens⁹ § 11 tvinger fjernvarmeselskaberne til fortsat brug af kraftvarme. Ved udvidelser af fjernvarmebehovet (gennem nybyggeri eller konverteringer) giver § 17 stk. 4 dog mulighed for at etablere biomassekedelkapacitet til dækning af det udvidede varmebehov. Mange fjernvarmeselskaber har gjort brug af dette og sidenhen brugt biomassekedlerne som grundlast i fjernvarmeproduktionen.

Kun de største af de decentrale kraftvarmeområder har et varmegrundlag, der gør etablering af kraftvarme på biomasse relevant, da sådanne anlæg skal have en vis størrelse for at være teknisk og økonomi effektive.

Det har politisk været på tale at tillade frit brændselsvalg, hvilket forventeligt vil føre til et boom i antallet af biomassekedler. Da grundbeløbet er produktionsuafhængigt, er der ikke noget incitament til fortsat kraftvarmedrift. Inden for projektbekendtgørelsens rammer er det muligt at etablere varmeproduktionskapacitet, der ikke bruger brændsler. Dette omfatter geotermi, solvarme, elpatroner og varmepumper.

I vores analyser af 2020-2035 er der (medmindre andet er nævnt) ikke lagt nogen begrænsninger på etableringen af ny kapacitet. Dvs. at det i analyserne forudsættes, at der sker ændringer i det eksisterende regime, således at det tillades, at de decentrale kraftvarmeværker erstattes med biomassekedler.

3.2.2.3 Tilskud til elproduktion på vedvarende energi

Der findes i dag en lang række forskellige støtteordninger til forskellige energiteknologier. Der udbetales 15 øre/kWh (ikke-indekseret) til elproduktion på biomasse.¹⁰ Derudover udbetales der en produktionsstøtte på 25 øre/kWh for landvindmøller i de første 22.000 fuldlasttimer (svarende til 6-10 år). Med den nye støtteordning for landvind, der træder i kraft i 2014, aftrappes støtten øre for øre, når elspotprisen - som vindmøllestrømmen kan afsættes til - stiger fra 33 til 58 øre/kWh.¹¹ Derudover ændrer støtteperioden sig en anelse. Støtten til havvindmøller fastsættes gennem udbud. Solceller støttes indirekte gennem nettoafregning, der øger værdien af solcelleproduktionen væsentligt over elspotprisen, idet der ikke

⁹ Projektbekendtgørelsen, 2015

¹⁰ Energistyrelsen, 2012a

¹¹ Energistyrelsen, 2012a

betales afgifter af det elforbrug, der finder sted i samme time som produktionen. Derudover kan produktion, der eksporteres til nettet modtage en forhøjet afregning på 130 øre/kWh i 2013.

Idet de 15 øre/kWh støtte til elproduktion baseret på biomasse ikke er indekseret, vil støtten gradvist udhules med inflationen og vil i 2035 med 2 % årlig inflation udgøre 9,7 øre/kWh i faste 2011-priser. Prisloftet til landvind er heller ikke indekseret og de 58 øre/kWh vil i 2035 svare til 37,5 øre/kWh i faste 2011-priser. Støtteniveauet, som nye solceller er garanteret over en tiårig periode, aftrappes i løbet af de næste fem år for nyinstallerede solceller, men den indirekte støtte består. Støtteordningen skal dog genforhandles når der er installeret 500 MW. Det forventes, at denne kapacitet bliver nået i løbet af 2013.

Vi har i analyserne forudsat, at der ydes en støtte på 15 øre/kWh (ikke-indekseret) til både biomasse, solceller og havvindmøller. Denne støtte ydes i alle lande. Der er altså ens vilkår for de to teknologier og på tværs af alle lande i modsætning til den nuværende situation, hvor teknologierne støttes vidt forskelligt i forskellige lande.

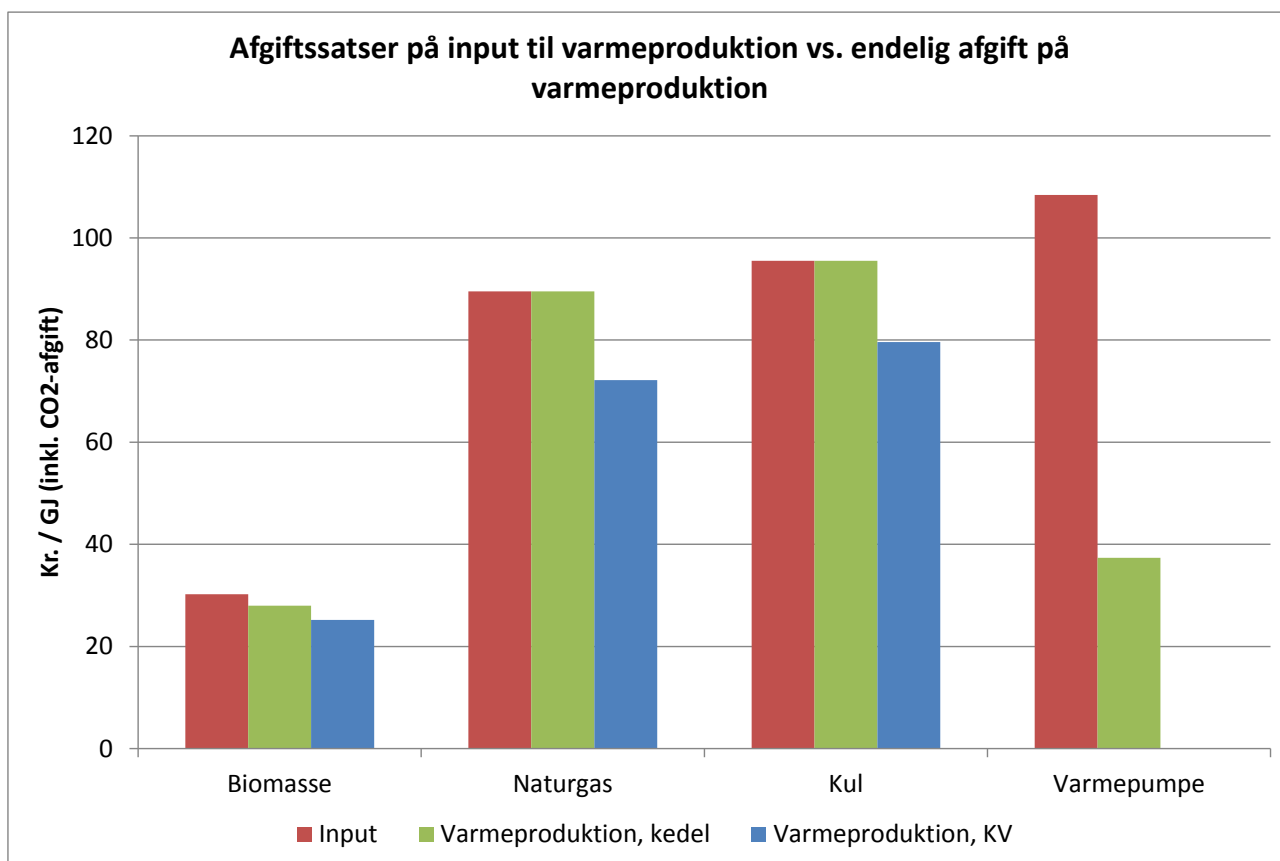
3.3 Afgiftssystemets betydning

Brændselsforbrug til elproduktion er afgiftsfritaget, både i Danmark og øvrige europæiske lande. Både el- og fjernvarmeproduktionen er dog underlagt en omfattende miljømæssig regulering med afgifter på udledning af bl.a. NO_x, SO₂ og CH₄. Disse afgifter er ikke medtaget i analyserne i denne rapport.

Fossile brændsler brugt til varmeproduktion er pålagt afgifter, mens biomasse, solvarme og geotermi i dag er afgiftsfritaget. Energiafgiften for el brugt til varmeproduktion (i f.eks. varmepumper) blev sænket per 1. januar 2013, men samlet set er el brugt til varmeproduktion stadigvæk mere afgiftsbelagt end de fossile brændsler. For elkedler kan der betales en reduceret afgift svarende til afgiften på fossile brændsler ved varmeproduktion på kraftvarme (ekskl. CO₂ afgift).

For at kompensere for faldende indtægter til statskassen ved den forestående biomassekonvertering af centrale kraftværker, blev det i energiforliget fra 2012 besluttet at indfase en forsyningssikkerhedsafgift. Forsyningssikkerhedsafgiften pålægges både fossile brændsler og biomasse og forventes indfaset i perioden fra 2014 til 2020. Det præcise afgiftsniveau for forsyningssikkerhedsafgiften er endnu ikke endeligt fastlagt.

Brændselsfri varmeproduktion (solvarme og geotermi) friholdes fortsat for afgifter. Det er antaget, at der indføres 30 kr. / GJ i forsyningssikkerhedsafgift for biomasse og 20 kr. / GJ for fossile brændsler, svarende til det forventede niveau i 2020. Vi har derudover forudsat, at afgifterne fastholdes i faste priser i modellen i perioden fra 2020 til 2035.



**Figur 6 Afgiftssatser på varmeproduktion. Biomassekedlen har 108 % virkningsgrad pga. røggaskondensering. Kul og biomasse bruger V-formel. Naturgas bruger E-formel (med en elvirkningsgrad på 40 % og en varmevirkningsgrad på 50 %). Varmepumpen har en COP på 2,9 og "kedel"-værdien for denne og elpatronen er afgiften målt på varmeoutput.
Kilde: Skatteministeriets afgiftsoversigter, egne beregninger og DG TAXUD, 2013**

I runde tal forventes afgifterne på fossile brændsler at være ca. tre gange større end afgiften på biomasse når forsyningsikkerhedsafgiften er fuldt indfaset. Afgifter på varme fra eldrevne varmepumper med en COP¹² på 2,9 er 33 % højere end biomassekedler med røggaskondensering.

Brændselsafgifterne reduceres med 17 %, såfremt der produceres kraftvarme (V-formel) og op mod 30 % for de mest effektive kraftvarmeværker (E-formel)¹³.

Selv med indfasning af forsyningsikkerhedsafgiften er der et stærkt incitament til at skifte fra fossile brændsler til biomasse i varmeproduktionen, hvis projektbekendtgørelsen ikke blokerede for denne konvertering.

Varmeproduktion på el afgiftsbelægges i modellen afhængigt af teknologien.

Varmepumper afgiftspålægges på inputsiden med en effektiv afgiftssats på 40,6 øre/kWh i afgifter (Energiavgift + elsparebidrag + tillægsafgift + eldistributionsbidrag + energispærefgift) og PSO på 15 øre/kWh. Med en COP (virkningsgrad) på 3, bliver omkostningen på varmesiden en tredjedel af det.

¹² COP = Coefficient of Performance. Angiver forholdet mellem varmeoutput og el-input i en varmepumpe.

¹³ Med en elvirkningsgrad på 45 % og en totalvirkningsgrad på 45 % bliver afgiftsbetalingen reduceret med 27 %.

Elpatroner ved en COP-faktor på 1, afgiftspålægges på varmesiden med 50,4 kr. / GJ fra 'Elpatronloven' i (2013-priser), svarende til 18,1 øre/kWh.¹⁴ Den endelige afgift på el til varmeproduktion på varmepumper er højere end på øvrige brændsler. Dermed modvirker den høje elafgift den effektivitetsfordel, som varmepumperne har i kraft af en høj COP-faktor, og gør investeringen i varmepumper mindre attraktiv.

3.4 Klimadagsordenen

EU vedtog i 2008 de såkaldte 20-20-20 mål i 2020¹⁵, der bl.a. sigtede mod en reduktion på 20 % i CO₂ udledningen.¹⁶ På daværende tidspunkt var forventningen, at det ville føre til en kvotepris på ca. 30 €/ton. På grund af finanskrisen og det følgende fald i den økonomiske aktivitet samt den kraftige udbygning med vedvarende energi i Europa drevet af nationale støttesystemer, er der nu kvoter i overskud, hvilket presser CO₂-kvoteprisen mod 0. I april 2013 blev forslaget om backloading nedstemt. Forslaget skulle have holdt hånden under kvotesystemet ved at reducere mængden af kvoter midlertidigt, indtil en mere permanent løsning blev fundet. Som konsekvens af afvisningen af forslaget faldt kvoteprisen til under 3 €/ton - et niveau, der er ubetydeligt i forhold til at ændre drifts- og investeringsbeslutninger.

Parallelt foregår nu forhandlinger om EU's mål for 2030. Kommissionen har spillet ud med 40 % samlet reduktion af drivhusgasudledninger i EU ift. år 1990. Hvorvidt dette mål bliver vedtaget, er dog uvist.

EU-Kommissionen har fremlagt sin energistrategi, EU Energy Roadmap 2050¹⁷, der understøtter en samlet reduktion på 80 % af drivhusgasser i 2050. Da de fleste af de lavthængende frugter findes i el- og varmesektoren, er det forventningen, at en omkostningseffektiv indfrielse af reduktionsmålet betyder, at der næsten opnås CO₂ neutralitet i disse sektorer i 2050.

Da prisen for at udlede CO₂ er den samme for alle større udledere i hele EU (inkl. danske kraftværker), vil kvoteprisen have stor betydning for udviklingen af energisystemet i hele EU. Da markedsprisen på el typisk sættes af fossilt fyrede kraftværker (kul eller gas), vil kvoteprisen i øvrigt have særligt stor betydning for dansk økonomi og konkurrenceevne, såfremt Danmark vælger at satse massivt på vedvarende energi uden CO₂ udledninger. Det skyldes, at de danske støtteomkostninger til VE i høj grad vil afhænge af markedsprisen på el, der igen afhænger af CO₂-kvotepriserne.

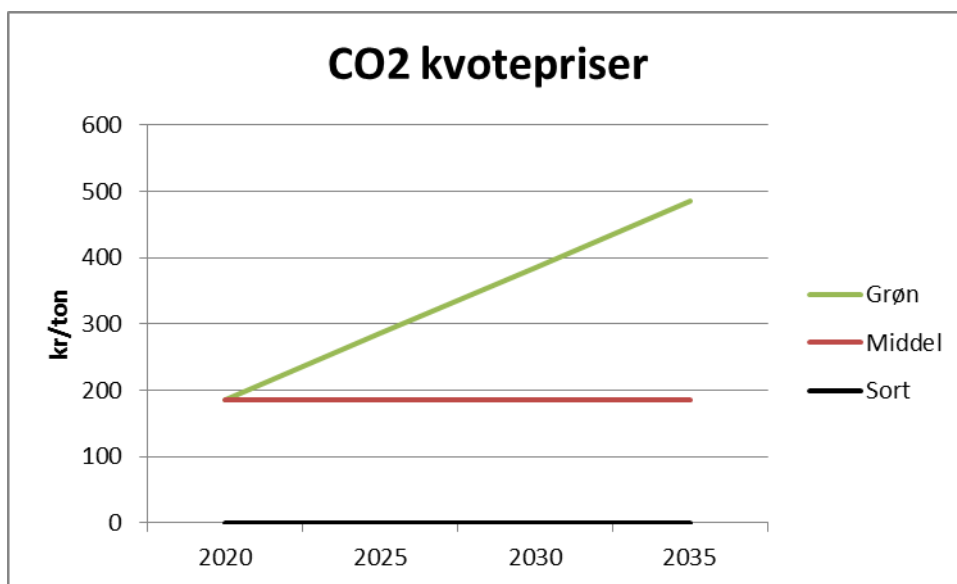
I første del af analysen er effekterne af kvotemarked ikke i fokus og vi har valgt at fastholde kvoteprisen på 25 €/ton i hele perioden (Middel). I anden del af analysen har vi valgt at udspænde rummet for CO₂-kvoteprisen for at analysere effekterne af forskellige klimapolitikker.

I EU Grøn bliver EU-landene enige om at nedbringe CO₂-udledningerne gennem et stærkt ETS og kvoteprisen forudsættes at følge fremskrivningen fra Energy Roadmap 2050 (stigende fra 25 €/ton i 2020 til 65 €/ton i 2035). I EU Sort opnås der ikke enighed om noget mål, og retten til at udlede CO₂ er gratis.

¹⁴ SKAT, 2013a

¹⁵ EU Kommissionen, 2008

¹⁷ EU Kommissionen, 2011



Figur 7 CO₂ –kvotepris i EU Sort, EU Grøn og EU Middel (Anvendelses- og ekspansionsscenariet).

3.5 Regeringens målsætninger

Af regeringens fire overordnede milepæle, som skal angive vejen til et fremtidigt dansk energisystem baseret på vedvarende energi, formuleret i *Vores Energi* (2012), er kun en enkelt sikret gennem det nuværende energiforlig:

1. I 2020 skal halvdelen af det traditionelle elforbrug være dækket af vind.

De tre øvrige målsætninger er fortsat kun politiske intentioner:

2. Kul udfases fra danske kraftværker og oliefyr udfases i 2030
3. El- og varmeforsyningen dækkes af vedvarende energi i 2035
4. Hele energiforsyningen – el, varme, industri og transport – dækkes af vedvarende energi i 2050

Den fjerde målsætning er der opbakning til fra hele forligskredsen. Den tredje og fjerde målsætning kan fortolkes på forskellige måder.

En fortolkning af 2035-målet er, at el og varmeproduktionen på vedvarende energi tilsammen skal modsvare forbruget af el og varme. Dette efterlader plads til samlet nettoeksport af strøm produceret på f.eks. naturgas, såfremt det er økonomisk attraktivt. Det giver fleksibilitet, hvilket vil gavne vindkraften, hvis produktion fluktuerer. Ligeledes vil det give mulighed for, at der f.eks. kan kompenseres for et mindre fossilt brændselsforbrug i fjernvarmesystemet (f.eks. til den fossile fraktion af affald) ved at opstille yderligere havvindmøller, således at en overopfyldelse i elsektoren kompenserer for en underopfyldelse i varmesektoren.

I den restriktive fortolkning betyder målet, at der overhovedet ikke må anvendes fossile brændsler i el- og varmeproduktionen i 2035 i Danmark. Et sådant mål kan evt. suppleres med krav til nettoimport-/eksport.

Vi har i denne analyse regnet på tre udfald af den danske politik i 2035:

1. **VE=Forbrug:** Vedvarende energiproduktion matcher el og varmekonsumet i 2035 med mulighed for eksport af el på fossile brændsler og kompensation mellem sektorer.
2. **0-fossil:** Forbud mod afbrænding af fossile brændsler.¹⁸
3. **Ingen mål:** Dansk energipolitik har ingen særskilte mål for forbruget af vedvarende energi.

Denne analyse ser alene på el- og fjernvarmesektoren. Regeringens mål omfatter også individuel opvarmning. Der er dog i en del af scenarierne antaget, at den individuelle opvarmning frem mod 2035 konverteres fuldstændig til fjernvarme, træpillefyr og varmepumper, med heraf følgende øget fjernvarme- og elforbrug. Fjernvarmeudbygningen opvejes dog af energibesparelser i bygningsmassen, således at fjernvarmekonsumet frem mod 2035 er stort set konstant. Udover det øgede elforbrug til individuel boligopvarmning (265.000 varmepumper), er der også indregnet et øget elforbrug til en delvis elektrificering af transportsektoren (400.000 elbiler).¹⁹

Regeringens energipolitiske milepæle frem mod 2050

For at sikre, at vi opnår 100 pct. vedvarende energi i 2050, har regeringen en række energipolitiske milepæle i årene 2020, 2030 og 2035. Disse målsætninger er hver især skridt i den rigtige retning, der sikrer fremdrift mod 2050.

2020

Halvdelen af det traditionelle elforbrug er dækket af vind

2030

Kul udfases fra danske kraftværker
Oliefyr udfases

2035

El- og varmeforsyningen dækkes af vedvarende energi

2050

Hele energiforsyningen – el, varme, industri og transport – dækkes af vedvarende energi

Initiativerne frem til 2020 resulterer i en reduktion af drivhusgasudledningerne på 35 pct. i forhold til 1990

Figur 8 Regeringens energipolitiske milepæle fra Vores Energi (2012).

3.6 To åbne vinduer: Tidsforløbet i den grønne omstilling

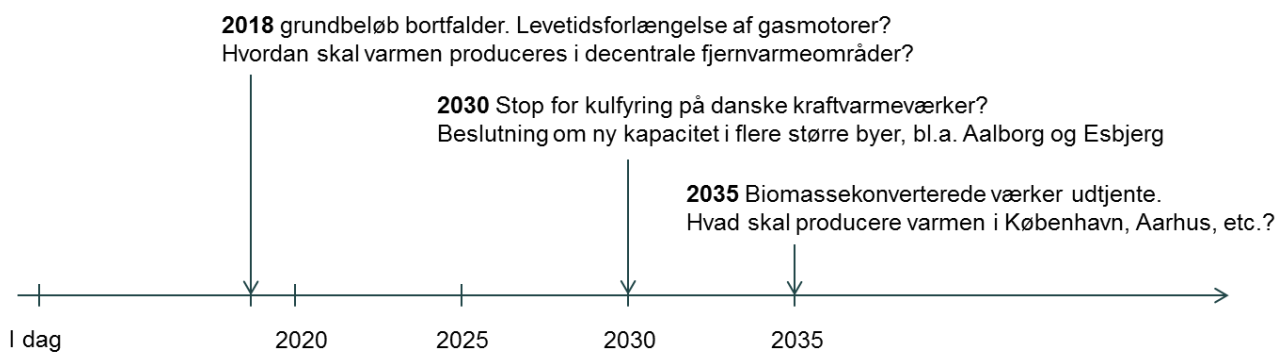
Udbygningen af det danske energisystem har historisk fundet sted i etaper, som er blevet udløst af ændrede rammebetingelser (f.eks. oliekriserne i 1973 og 1979 og fokus på kraftvarme op gennem 1990'erne). Dette resulterer i, at der fremadrettet kommer en række større ændringer, hvor der skal træffes beslutning om fremtiden for forskellige dele af energisystemet.

¹⁸ Affald udgør her en særlig udfordring, idet det ifølge Energistyrelsen er 45 % fossilt. Det vil måske være muligt at udsortere den fossile fraktion af affaldet, men vi har i dette arbejde valgt at tillade brug af affald i 0-fossil scenarierne

¹⁹ Energinet.dk, 2013

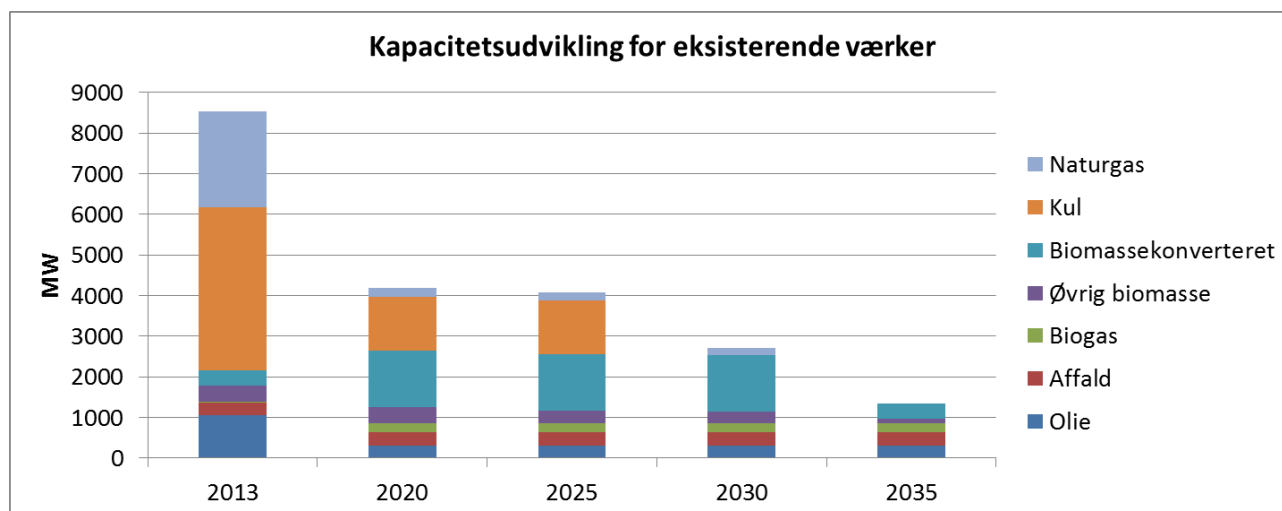
I øjeblikket er den forestående biomassekonverteringen af de centrale kraftvarmeværker et eksempel på en markant forandring af energisystemet. Denne ombygning vil give værkerne ca. 15 års ekstra levetid, hvilket gør, at der åbnes for en beslutning om, hvad der skal erstatte de centrale værker efter 2030. Ligeledes er der en stor gruppe decentrale kraftvarmeværker, der er opført gennem 1990'erne ved at være udtjente. Grundbeløbet holder dem forventeligt inde i systemet til 2018, men frem mod bortfaldet af grundbeløbet skal der træffes beslutning om, hvordan varmen skal produceres fremadrettet i de decentrale kraftvarmeområder.

Der er et betragteligt teknologisk lock-in ved hver af disse beslutninger, idet en stor mængde kapital bliver bundet i kedler, kraftværker og øvrige anlæg. Beslutninger der træffes ved større omlægninger som nævnt ovenfor vil dominere i mange år og kan være afgørende for, om de langsigtede energipolitiske mål kan nås.



Figur 9 Vigtige begivenheder i relation til den fremtidige udvikling i det danske energisystem.

De store muligheder afspejles i analysen ved at store mængder elproduktionskapacitet bortfalder fra en tidsperiode til den næste, hvilket fremgår af Figur 10.



Figur 10 Elproduktionskapacitetsudviklingen i Danmark i scenarierne bag analysen.

Det er i alle scenarierne antaget, at der reinvesteres i affaldsfyrede anlæg, således at kapaciteten af disse er konstant. Herudover er det antaget, at alle decentrale kraftvarmeværker på naturgas lukker, når

grundbeløbet bortfalder. Der er dog mulighed for, at modellen kan reinvestere i disse (levetidsforlængelse) til en lavere pris end hvad det koster at bygge ny gasfyret kraftvarme²⁰.

En stor del af den kulfyrede kapacitet, der fremgår af tallet for 2013, er allerede lagt i mølpose og antages taget helt ud af markedet frem mod 2020. Det er hermed kun kraftværker, der også har mulighed for varmesalg, der bevares.

Det kan betvivles, hvorvidt varmegrundlagene er store nok til at holde hånden under de i flere byer relativt store centrale værker, da markedsvilkårene for elproduktion i kondensdrift i øjeblikket er svære. Dansk Energi vurderer derfor, at der er stor sandsynlighed for, at den samlede termiske kapacitet i 2020 er lavere (ca. 3200 MW) end hvad der anvendes i denne analyse, hvor der som udgangspunkt anlægges et mere konservativt skøn og alle centrale værker med varmegrundlag er holdt inde. Der kan stilles store økonomiske spørgsmål ved konverteringerne af centrale kraftvarmeværker fra kul til biomasse, som i sig selv er en stor usikkerhed for det fremtidige energisystem. Desuden er ca. 300 MW relativt nye oliefyrede regulerkraftanlæg bevaret i hele perioden. Økonomien for disse ser imidlertid også tvivlsom ud, idet ændrede markedsvilkår for levering af systemydelse har fjernet en stor del af deres indtægtsgrundlag.

Endelig er det antaget, at der etableres 200 MW kraftvarmekapacitet frem mod 2020 på biogas som følge af de mere gunstige vilkår fra Energiforliget. Efter 2020 forventes ikke yderligere biogaskapacitet, da biogassen antages anvendt til andre formål.

3.7 De to veje

Der er to primære udviklingsspor for det danske energisystem, hvis man ønsker at omstille til 100 % vedvarende energi: biomasse- og vindvejen. Det vil være muligt at supplere med f.eks. solenergi og geotermi, men de eneste teknologier, der frem mod 2035 kan levere i den påkrævede skala er vindkraft og biomasse. De to spor kan kombineres i forskellige forhold.

Der kan opstilles fire generelle tekniske krav til et fremtidigt el- og fjernvarmesystem baseret på vedvarende energi:

1. Pålidelig elproduktionskapacitet
2. Pålidelig varmeproduktionskapacitet
3. Elproduktion på vedvarende energi
4. Varmeproduktion på vedvarende energi

Biomassevejen med træpillekraftvarmeværker og fliskedler opfylder alle fire krav, mens vindmøller alene opfylder punkt 3. Derfor står valget ikke mellem træpiller og vindmøller alene, men derimod mellem træpiller på den ene side og vindmøller + varmepumper + spidslastværker til el- og varmeproduktion på den anden.

Spidslastproduktionen (der f.eks. kunne være gasturbiner) kan i de timer, hvor det er nødvendigt køre på grøn gas lavet ved elektrolyse. Men i givet fald kræver vindvejen, at der yderligere investeres i elektrolyseanlæg.

²⁰ Det er antaget, at kraftvarmeanlæggene kan levetidsforlænges til 2,5 mio. kr./MW (halvdelen af prisen for en ny gasmotor). Til sammenligning koster nybygget open-cycle gasturbiner 3,4 mio.kr./MW.

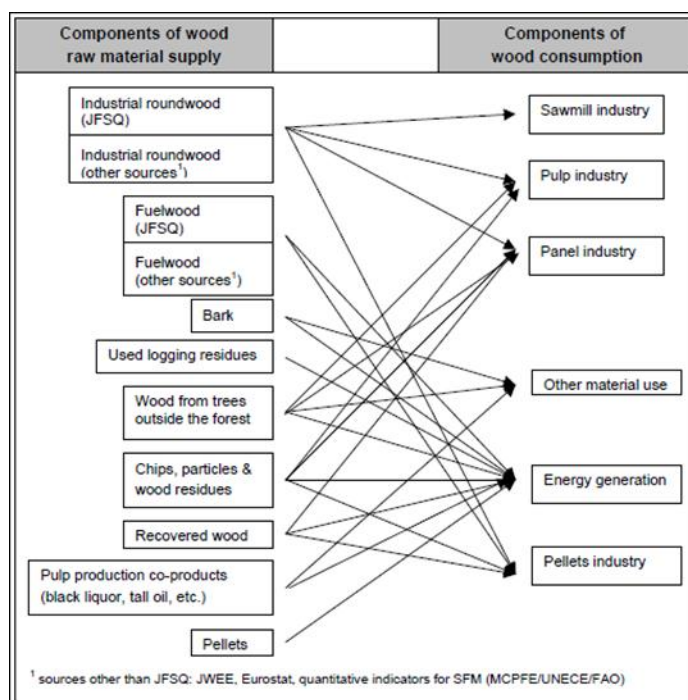
3.8 Mulige game changers

Fremtiden er usikker. Det gælder især, når det kommer til en af de mest centrale parametre for energisystemet: brændselspriserne. Biomasse vurderes at skulle spille en stor rolle for VE-omstillingen i store dele af EU, ligesom Danmark også satser massivt på konvertering til biomasse. Biomasse forventes at udgøre et centralt brændsel i el- og fjernvarmeproduktionen i Danmark frem mod 2035. Den stærkt forøgede anvendelse af biomasse bidrager til at skabe usikkerhed om den fremtidige prissætning.

Skifergas-revolutionen i USA og ændret efterspørgsel har skabt store udsving i gaspriserne de seneste år. Der er stadigvæk usikkerhed om, hvordan og hvor meget skifergas vil betyde for den europæiske gaspris. En anden central parameter for gasprisen er i hvilken grad naturgas-kontrakterne i fremtiden vil være olieprisindekseret, eller i højere grad handles på gas-børser. I analysens anden del er der lavet følsomhedsanalyser for biomasse- og naturgasprisen i centrale kørsler.

3.8.1 Prisen på biomasse

Træ indgår i en forsyningskæde til en række forskellige træprodukter afhængig af kvaliteten af træet og efterspørgslen på de forskellige træprodukter, som ses på Figur 11. For energisektoren er træpiller og træflis centrale produkter i brugen af træbiomasse til energiformål.



Figur 11 De forskellige ressourcestrømme af træprodukter

Kilde: FAO, 2007

Træbiomasse til energiformål er primært baseret på bilaterale handler. Både træflis og træpiller handles internationalt i industriel skala, men træpillehandelen er markant større og mere global end træflishandel. Træflishandlen er globalt set domineret af papirindustrien, og energi-relateret træflishandel er stort set alene rettet mod og inden for Europa. Flishandelen kan både være direkte import af træflis eller import af lavkvalitets roundwood til flisning i destinationsmarkedet. IEAs taskforce²¹ for bioenergi forventer ikke

²¹ <http://www.ieabioenergy.com/>

markante stigninger i træflisimporten til Europa på baggrund af blandt andet konkurrencen med papirindustrien og varmebehandlingskrav ved import af træ fra andre verdensdele.²²

Træpiller er den eneste type faste biomasse, hvor der ses begyndende markeder med regionale prisindeks (Argus, ICE ENDEX). Prisindeksene er dog fortsat i udvikling og afspejler endnu ikke likvide markeder med standardiserede produkter. Den globale efterspørgsel på træpiller er i dag primært forankret i Europa, men i 2020 forventes Sydøstasien også at være et betydeligt afsætningsmarked.

Produktionen af træpiller er i dag næsten udelukkende europæisk og nordamerikansk. I 2020 forventes en diversificering så Sydamerika og Sydøstasien også er store træpilleproducenter, om end Europa og USA stadig forventes at være de største.²³ IEAs taskforce for bioenergi har sammenholdt en række forskellige fremskrivninger for udviklingen i efterspørgslen på træpiller i Europa og sammenfatter et muligt forbrug på 20-50 mio. tons i 2020 mod ca. 11-12 mio. tons i 2010. Stigningen i efterspørgsel er overvejende drevet af udviklingen i rammevilkårene for brug af træpiller i energisektoren i Nordvesteuropa.

3.8.2 Biomasseprisens følsomhed

Den definerende faktor for prisen på træbiomasse er omkostningerne til produktion og levering.²⁴ Prisen på træbiomasse kan simplificeret set opdeles i en råvareomkostning, en forarbejdningssomkostning og en transportomkostning. Forarbejdningssomkostningen og transportomkostningen kan estimeres med en vis grad af forudsigelighed, hvorimod råvareomkostningen er behæftet med større usikkerhed.

Infrastrukturen for håndtering og transport af træbaseret biomasse er endnu ikke lige så veletableret som for andre internationalt handlede brændsler. Men eftersom transporten beror på kendte former (skib, tog, lastbil m.m.), kan transportomkostningen estimeres med rimelighed, dog forbundet med den usikkerhed, som ligger i prisudviklingen på eksisterende fragtformer. Flisning og pilleproduktion er også kendte teknologier på forarbejdningssiden.

Råvareomkostningen er forbundet til spørgsmål som mængdepotentialer og bæredygtighed og er dermed i sin natur mere kompleks at værdisætte. Dette understreges af, at der findes centrale prisfremskrivninger for fossile brændsler, mens prisfremskrivninger for biomasse er mere fragmenterede.

På udbudssiden kan der for råvareomkostningen skelnes mellem faktorer linket til det produktionsteknisk potentielle udbud af træpiller og faktorer linket til et givet bæredygtigt udbud af træpiller. Pöyrys vurdering af den igangværende og forventede udbygning af kapacitet til pilleproduktion sammenholdt med den forventede stigning i efterspørgslen på træpiller er, at den produktionstekniske tilgængelighed af træpiller ikke vil være en hindring for væksten i el- og varmeproduktion på træbiomasse og dermed vil have en prisdæmpende effekt.²⁵

Faktorer linket til et givet bæredygtighedsniveau for udbud af træbiomasse rummer dog en række regulatoriske usikkerheder, der er komplekse at omsætte til priseffekter. Faktorer forbundet med effekter

²² IEA Bioenergy, Task 40

²³ Pöyry, 2011

²⁴ Lamers et al 2012

²⁵ Pöyry, 2010

på skove og eventuelle forskydninger i globale jordbrugsmønstre debatteres globalt, og det forventes at disse kan føre til øgede priser.

IEAs World Energy Outlook 2012 fremskriver forbruget af bioenergi til el, varme, transport og industri med mere end en fordobling i perioden 2010-2035. I denne sammenhæng vurderes det, at de globale ressourcer for bioenergi findes i tilstrækkeligt omfang uden at konkurrere med fødevareproduktion. Sideløbende publiceres nye studier for effekter på skove, hvor det tilstræbes at afspejle dynamikkerne og driverne i skovindustri.²⁶ Det samlede billede synes at moderere billedet om store prisstigninger på træbiomasse, og senest er også Energistyrelsens prisprojektioner for biomassepriser justeret markant nedad. I det følgende analysearbejde vurderes resultaternes følsomhed over for en øget stigning træ-biomasseprisen.

3.8.3 Prisen på naturgas

Det sæsonjusterede europæiske gasforbrug har haft en let stigende tendens i perioden 2003-2008, men en let faldende tendens i perioden 2009-2011. Forbruget i Europa er 500-600 bcm (billion cubic metres) årligt ud af et globalt gasforbrug på ca. 3.300 bcm i 2011.²⁷

Den europæiske gasproduktion har de senere år svinget omkring 300 bcm, men faldt i 2011 til ca. 270 bcm. Fordelingen på de tre store europæiske gasproducenter Norge, Holland og UK er henholdsvis ca. 40 %, 30 % og 20 % i 2011.²⁸ Trods et fald i den europæiske nettoimport af gas i 2011, er Europa stadig den største nettoimportør af naturgas. Nettoimporten i Europa faldt fra 270 bcm i 2010 til ca. 250 bcm i 2011. Halvdelen af importen i 2011 var russisk gas via pipeline. Yderligere knap 20 % af importen stammede fra pipeline-import fra Nordafrika, Mellemøsten og Transkaukasien, hvoraf Algeriet var langt den største enkeltbidrager. De sidste 30 % af importen var LNG. Den årlige nettoimport er dermed udover forbruget og produktionen meget afhængig af pipeline-infrastrukturen og LNG-infrastrukturen samt yderligere ændringer i nationale gaslagerbeholdninger.

3.8.4 Gasprisens følsomhed

Det europæiske gasmarked har været turbulent de senere år, og en række europæiske energiselskaber har måttet nedskrive værdierne af både langsigtede gaskontrakter og gasfyrede kraftværker. Hvor kommer turbulensen fra og hvad er udsigterne for gasmarkedet og gaspriser?

Der findes i dag ikke et egentlig globalt marked for naturgas. Det skyldes primært, at gas optimalt set transporteres i rørledninger. Det betyder, at der i dag eksisterer flere forskellige afgrænsede regionale markeder for naturgas med markante forskelle i prissætning. Det amerikanske gasmarked er karakteriseret af markedsbaserede priser på gasbørser. Det sydøstasiatiske marked er karakteriseret af olieindekserede langtidskontrakter. Det europæiske gasmarked er både karakteriseret af gasbørser og olieindekserede langtidskontrakter.

Olieindekserede langtidskontrakter er typisk såkaldte take-or-pay kontrakter, hvor køber forpligter sig til et minimumsindkøb med en strafbetaling for ikke at aftage kontraktmængden. De olieindekserede kontrakter

²⁶ Lamers et al., 2013

²⁷ IEA, 2012(a)

²⁸ IEA, 2012(a)

har dog vist sig at komme under pres. Energiselskaber har været ramt af et faldende gas- og elforbrug, der efterlader dem med gasmængder, de ikke har brug for. Samtidig har en overkapacitet af LNG fundet vej til de nordvesteuropæiske markeder. Den kombinerede effekt er, at gasprisen er lavere på gasbørserne end i de olieindekserede langtidskontrakter. Derfor arbejder en række større europæiske energiselskaber med at genforhandle kontraktvilkårene.

En af de mest afgørende faktorer for prisudviklingen i det europæiske gasmarked er derfor, om den olieindekserede prissætning fortsætter, eller om gasbørserne i stigende grad vinder frem. Konsulenthuset A.T. Kearney forventer en langsom udfasning af olieindekseringen i Europa. Selv i de tilfælde, hvor olieindekseringen består, formodes en priskonvergering mellem langtidskontrakterne og de for nuværende lavere børsspriser.²⁹ En fremgang for gasbørserne må i teorien også på lang sigt forestilles at give mere transparente og lavere gaspriser i retning af de marginale omkostninger til produktion og levering af gas. I praksis er det dog usikkert, om en sådan priseffekt får fuld gennemslagskraft, da store leverandører stadig nemt kan tænkes at have en dominerende position.

En anden afgørende faktor for prisudviklingen for gas i Europa er udbuddet og prisen på LNG i Europa. De senere år har især Qatar investeret massivt i LNG-eksportkapacitet i forventning om blandt andet en betydelig stigning i amerikansk LNG-import. Stigningen i den amerikanske import er imidlertid udeblevet på grund af den markante udvikling af den amerikanske skifergasproduktion. Denne overskydende LNG tiltænkt de amerikanske markeder, har udover at finde vej til de - efter atomkraftulykken - betrængte japanske markeder, også fundet vej til Europa med en prisdæmpende effekt til følge.

Både Boston Consulting Group og A.T. Kearney forventer en midlertidig global overkapacitet af LNG omkring 2015 med mulighed for, at overkapaciteten igen finder vej til de europæiske markeder med en mulig midlertidig nedadgående priseffekt.³⁰

En tredje og mere langsigtet mulig faktor af betydning for den europæiske gaspris fremtid er skifergasudviklingen i Europa. Den amerikanske udvikling i skifergas og tight gas har vendt billedet af USA som forventelig gasimportør til mulig gaseksportør. IEA forventer dog, at udviklingen i skifergas og anden ukonventionel gas uden for Nordamerika vil være begrænset på kort og mellemlang sigt, og det kan dermed ikke forventes at have effekter på den europæiske gaspris foreløbig. Spørgsmålet i den henseende er nok snarere om udviklingen i amerikansk skifergas og tight gas fortsætter i et tempo, der bringer en amerikansk LNG-eksport på banen. En sådan eksport vil dog med nuværende prisniveauer i første omgang rettes mod Japan, men må også forventes at have afledte effekter på prissætningen i Europa.

Den langsigtede udvikling i europæisk skifergas er svær at spå om. Europæisk skifergas findes i dybereliggende og mere komplekse formationer end de amerikanske og Europa har tilmed strammere miljølovgivninger. Alt andet lige må det have en dæmpende effekt på omfanget af skifergasproduktion i Europa, og omkostningen til udvinding af europæisk skifergas må yderligere forventes at være højere end den amerikanske skifergas.

En interessant betragtning kunne dog være, at mange af de europæiske lande, der vurderes at have betydelige potentialer for ukonventionel gasproduktion, har en lille konventionel gasproduktion i dag. I

²⁹ A.T. Kearney, 2011

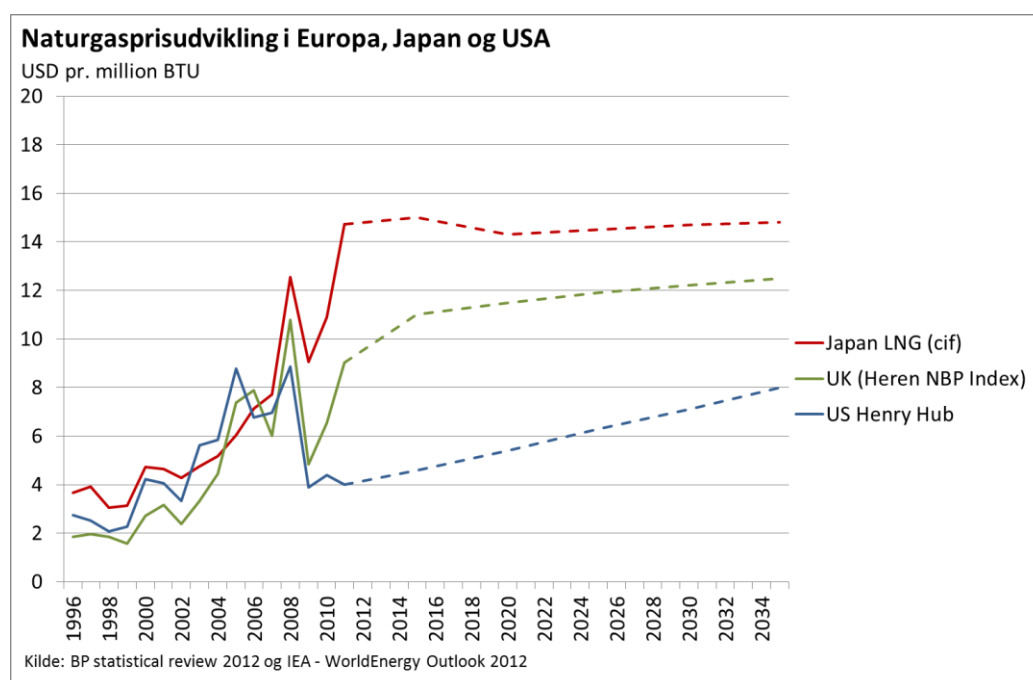
³⁰ The Economist, 2012

tilfælde af en markant langsigtet skifergasproduktion i Europa, vil det alt andet lige give flere udbydere på det europæiske gasmarked og mindske eventuelle dominerende positioner fra storleverandører.

Slutteligt er udviklingen i naturgasforbruget en central parameter for prisdannelsen. Det globale naturgasforbrug forventes i IEAs basisscenarie at vokse i hele perioden frem til 2035 og videre.³¹ De store stigninger ligger i vækstøkonomier som Kina og Indien samt Mellempøsten, hvorimod stigningen i gasforbruget i USA, Europa og Japan forventes at være nogenlunde ens med en halv procent om året i gennemsnit.

På Figur 12 ses IEAs prisdremskrivning for naturgas i forlængelse af historiske priser frem til 2011. Om end de tre regionale markedspriser konvergerer en smule, opretholdes et markant prisspænd i hele perioden til 2035, og prisspændet mellem den europæiske og amerikanske gaspris er betydeligt selv i 2035. Det vidner umiddelbart om et potentiale for, at nogle af ovenstående effekter kan slå yderligere igennem og have en prisdæmpende effekt.

I det følgende analysearbejde indgår følsomhedsberegninger på, hvilken effekt en lavere europæisk gaspris har for udviklingen i energisystemet.



Figur 12 Fremskrivning af naturgasprisen i Europa, Japan og USA 1996 – 2034.

³¹ IEA, 2012(b)

4 Del 1: Ekspansion vs. anvendelse

4.1 Scenarierne

Der er i øjeblikket gang i en hurtig udbygning af den vedvarende energi både i Danmark og vores nabolande. Langt størstedelen af den nye VE-kapacitet bliver brugt til at fortrænge konventionel el- og fjernvarmeproduktion, da elektrificeringen af transport og opvarmning går langsommere end man forventede for nogle år siden.

For at vise effekterne af at fortsætte og accelerere VE-ekspansionen uden at forbrugssiden følger med og effekten af at bremse ekspansionen og udvide anvendelsen, har vi opstillet to scenarier for udviklingen af det danske el- og fjernvarmesystem. Ingen af scenarierne er underlagt særlige danske mål for VE i el og varmesektoren.

I eksempel 1 (ekspansionsscenariet) udbygges der massivt med solceller og vindkraft i både Danmark og vores nabolande (200 MW ny offshore vindkraft og 200 MW solcellekapacitet per år i perioden i Danmark). Derudover finder der ingen elektrificering sted, idet der hverken etableres store varmepumper i fjernvarmen eller små varmepumper til individuel opvarmning eller indføres elbiler. Derfor stiger elforbruget kun meget begrænset i perioden og der opnås ingen fleksibilitet på forbrugssiden til at indpasse den megen fluktuerende produktion.

I eksempel 2 (anvendelsesscenariet) udbygges der moderat med havvind i Danmark efter 2020, solcellekapaciteten øges ikke og der etableres kun havvind i vores nabolande i det omfang investeringerne kan betale sig med 15 øre/kWh i støtte. Til gengæld skrues der op for anvendelsen af fluktuerende elproduktion. Dette gøres bl.a. ved at fastholde projektbekendtgørelsen og dermed forbyde installering af biomassekedler, hvilket fører til et stort antal store varmepumper i fjernvarmen, svarende til en samlet varmeproduktionskapacitet på 2.140 MW i 2035, der kan aftage el fleksibelt. Der indføres 400.000 elbiler både i Danmark frem mod 2035 og en tilsvarende andel af bilparken udgøres af elbiler i vores nabolande og der etableres 265.000 individuelle varmepumper.

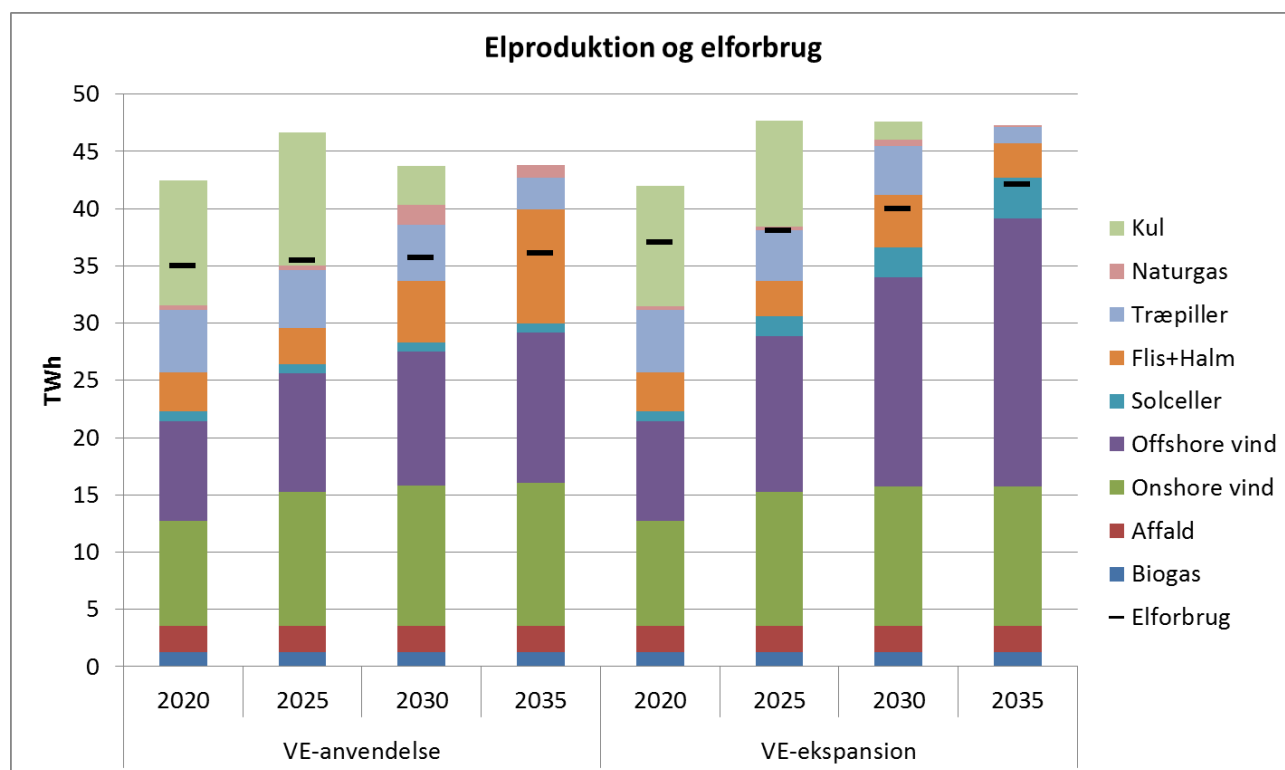
4.2 Kvantitative resultater

Resultaterne af analysen fremgår af Figur 13 – Figur 16.

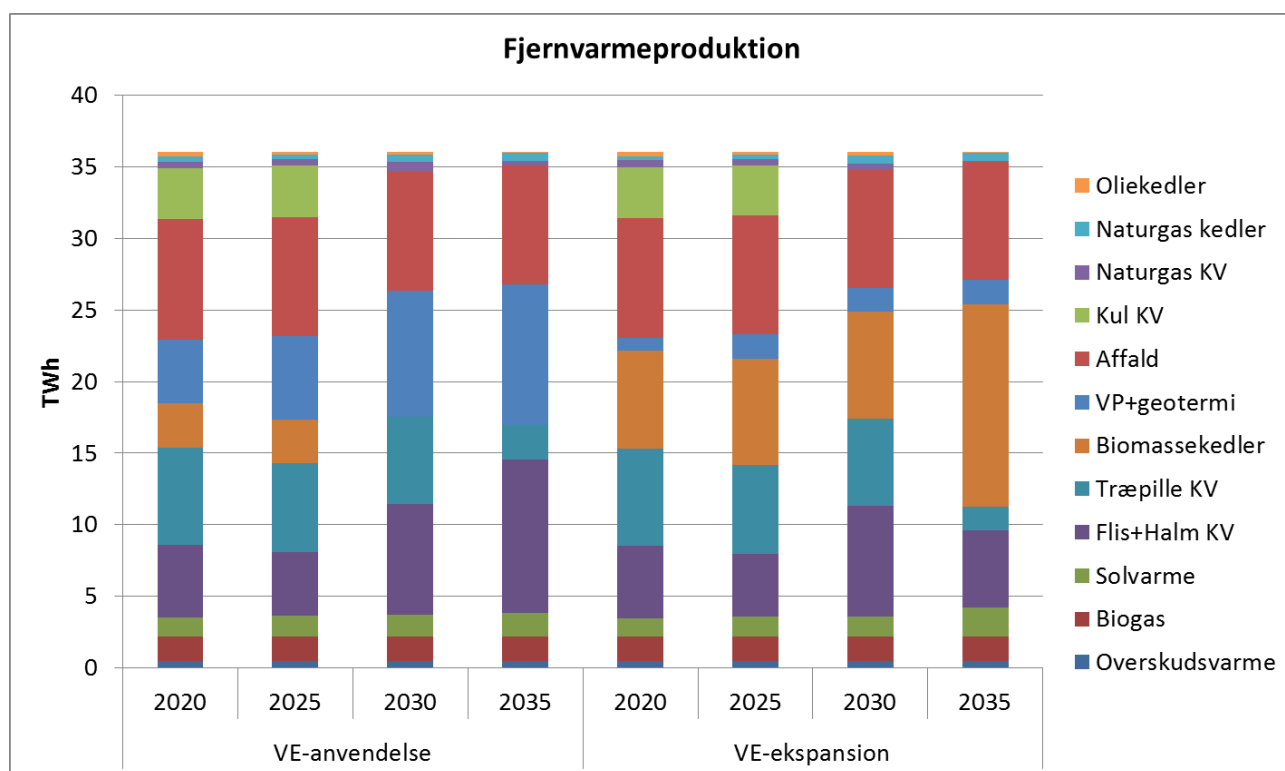
Resultatet i ekspansionsscenariet er, at vedvarende energi dækker 128 % af elforbruget, heraf 108 % som sol og vind. Dette fører til en nettoeksport på 11,1 TWh. Elproduktionen på biomasse begrænses til gengæld betydeligt og finder kun sted i modtryksdrift. Der investeres i ca. 500 MW træfliskraftvarme i 2030 i byerne, når de ikke-biomasse-konverterede centrale kulkraftværker er udtjente, men derudover bygges der stort set udelukkende open-cycle gas turbiner til at sikre tilstrækkelig elproduktionskapacitet, når de centrale værker skrottes. Fjernvarmen klares hovedsageligt ved produktion på biomassekedler suppleret med en anelse solvarme.

I anvendelsesscenariet dækker vedvarende energi 99 % af elforbruget, heraf 63 % fra sol og vind. I 2025 bygges ca. 500 MW open-cycle gasturbiner for at kunne klare spidslasten. Kapacitetsbehovet er større i anvendelsesscenariet pga. det øgede elforbrug. Derudover investeres der i omtrent den samme mængde træfliskraftvarme i 2030 som i ekspansionsscenariet, mens der i 2035 bygges 1000 MW træfliskraftvarme til erstatning af de biomassekonverterede centrale kraftværker. Den store kraftvarmekapacitet her, betyder at

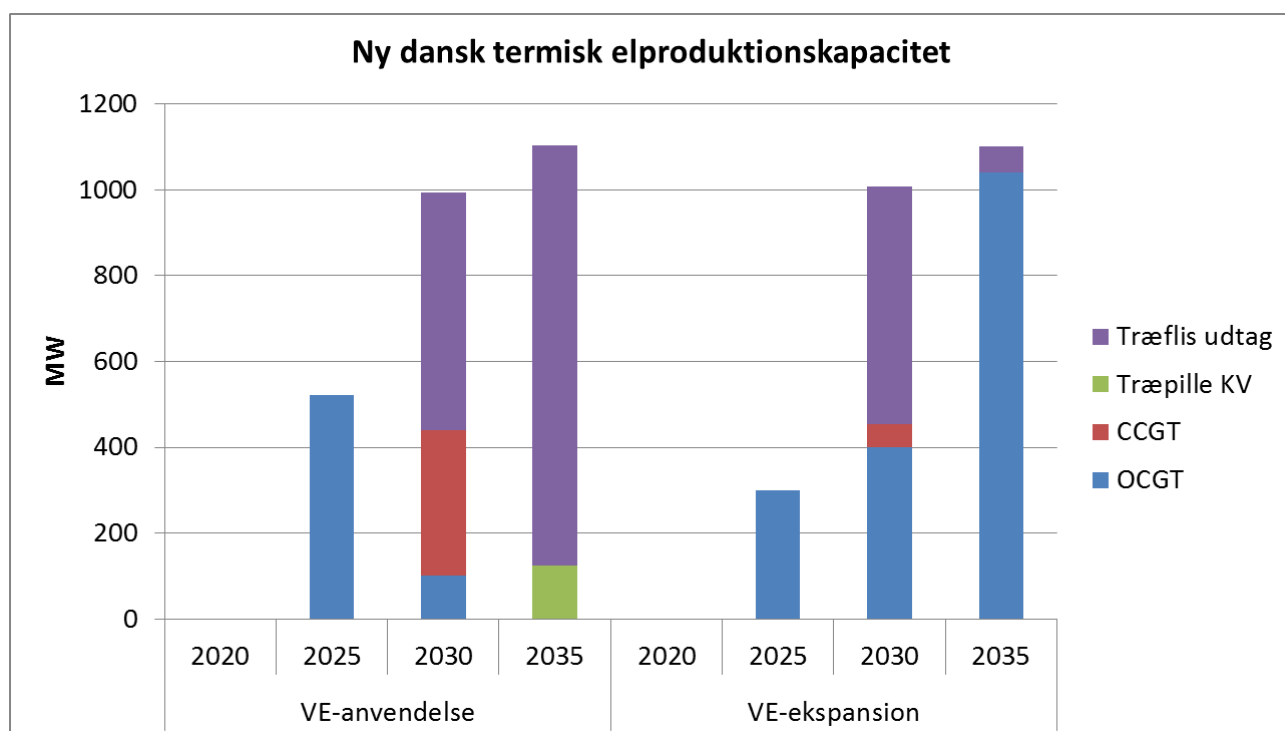
der ikke er samme behov for at investere i rent varmeproducerende kapacitet. Derfor bliver kun 300 MW ud af de samlede 2.140 MW store varmepumper installeret i 2035. Resten installeres tidligere i perioden.



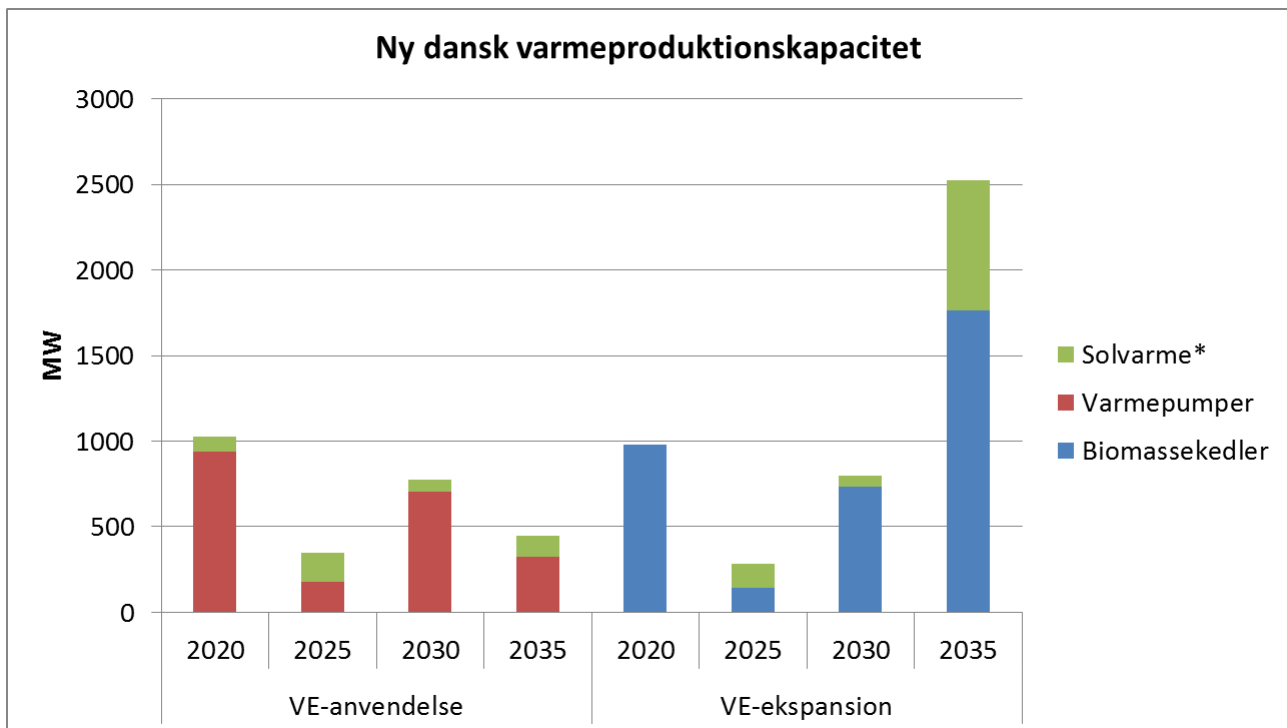
Figur 13 Elproduktion og elforbrug i de to scenarier.



Figur 14 Fjernvarmeproduktion i de to scenarier.



Figur 15 Ny elproduktionskapacitet i Danmark.



Figur 16 Ny varmeproduktionskapacitet på rent varmeproducerende anlæg. Figuren indeholder ikke kapaciteten på kraftvarmeverker. *Det skal bemærkes, at solvarme kun har 700 fuldlasttimer, og fremstår altså mere dominerende i figuren end den betydning, det reelt har i varmeproduktionen.

4.3 Økonomi

Ekspansionsscenariet har en meromkostning på 4,9 mia. kr. i 2035 sammenlignet med anvendelses-scenariet. Meromkostningen i ekspansionsscenariet drives af en større omkostning til investeringer i fluktuerende VE-teknologi (vindmøller og solceller) på 9 mia. årligt i 2035, men trækkes samtidigt ned af mindre brændselsforbrug på 2 mia. kr. samt større eksportindtægter på 0,8 mia. kr. i gennem eksport af den variable elproduktion.

Den kraftige VE-udbygning i ekspansionsscenariet kannibalerer dog på sin egen værdi, ved at presse prisen på eksporten. I anvendelsesscenariet afregnes eksporten til gennemsnitligt 48 øre/kWh. I ekspansionsscenariet er den gennemsnitlige eksportpris på el 28 øre/kWh.

Endeligt trækker flaskehalsindtægterne omkostningerne ned i ekspansionsscenariet, hvor flaskehalsindtægterne er tre mia. højere end i anvendelsesscenariet.

Tabel 4 Omkostninger til dansk el- og fjernvarmeproduktion, 2035 i anvendelse- og ekspansionsscenariet.

mia. kr. (2011 faste priser)	VE-anvendelse	VE-ekspansion
Drift		
Faste drift og vedligehold	0,9	0,6
Variable driftsomkostninger	2,2	2,3
Brændselsomkostninger	7,6	5,5
CO2-omkostninger	0,4	0,3
Omkostninger til nyinvesteringer	10,6	19,1
Handelsindtægter		
Netto-eksport	-0,5	0,3
Flaskehalsindtægter	1,2	4,2
Korrektion for elforbrug*	-2,7	-
Total	18,3	23,2

Note: Se metode-kapitel for beskrivelse af omkostningsberegninger, og hvad der indeholdes. Kapital-omkostninger til anlæg opsat før 2020 indgår ikke i beregningen samt omkostninger til affaldsværker og biogasanlæg. Vedligehold af vindmøller opstillet mellem 2020 og 2035 indgår i "omkostninger til nyinvesteringer" og ikke i drift. De omkostninger, som ikke medgår, er ens på tværs af scenarier og påvirker ikke forskellen imellem scenarier. *I anvendelsesscenariet er der et større elforbrug til varmepumper og elbiler, som har erstattet individuel opvarmning med olie og naturgas samt en større elektrificering af transportsektoren.³² Elektrificeringen af opvarmning og transport giver en besparelse på særligt olie- og naturgasforbrug uden for el- og fjernvarmesektoren, som ikke indregnes i omkostningsberegningen. Omkostningen i anvendelsesscenariet er derfor korrigeret, så omkostningen afspejler det samme elforbrug i anvendelses- og ekspansionsscenariet, så de to scenarier bliver sammenlignelige i omkostninger. Korrektionen er foretaget ved at fratække omkostningerne til det øgede elforbrug fra de samlede omkostninger i anvendelses-scenariet, målt som elpris * additionelt elforbrug.

³² Se scenariebeskrivelse

Over hele perioden fra 2020 til 2035 har VE-ekspansionen en meromkostning i nutidsværdi på 19 mia. kr. I 2020 er der kun 100 mio. i forskel imellem de 2 scenarier. I 2025 bliver ekspansionsscenariet 2,3 mia. kr. dyrere end anvendelsesscenarioet, stigende til 3,7 mia. kr. i 2030, og endeligt 4,9 mia. kr. i 2035.

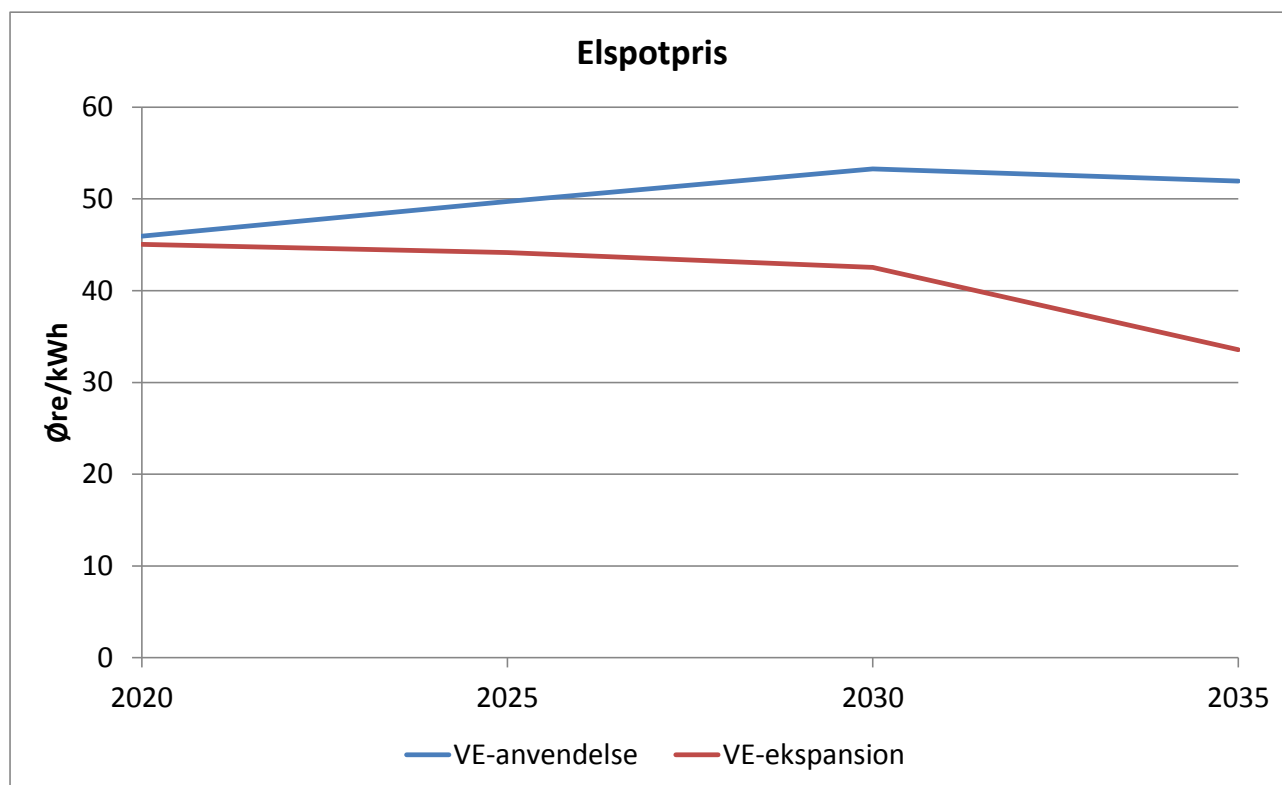
Table 5 Omkostninger til dansk el- og fjernvarmeproduktion, 2020 – 2035 i anvendelse- og ekspansionsscenarioet.

mia. kr.	VE-anvendelse	VE-ekspansion
2020		
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	8,5	8,8
CO2-kvotekøb	2,0	2,0
Samlet omkostning	10,6	10,7
2025		
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	7,9	10,6
CO2-kvotekøb	2,1	1,8
Samlet omkostning	10,0	12,3
2030		
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	13,2	17,2
CO2-kvotekøb	0,9	0,6
Samlet omkostning	14,1	17,8
2035		
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	17,9	22,9
CO2-kvotekøb	0,4	0,3
Samlet omkostning	18,3	23,2
Samlet omkostning, inkl. CO2-kvoter, mia. kr. 2020 til 2035 (simpel sum)	212,0	256,5
Samlet omkostning, inkl. CO2-kvoter, mia. kr. 2020 til 2035 (2013 netto-nutidsværdi)	102,0	120,9

Note: De modellerede år indgår med vægten 4 i den samlede sum for perioden. Det vil sige, at hvert år repræsenterer en 4-års periode i den samlede sum. Netto-nutidsværdien er beregnet med 5 % diskonteringsrate.

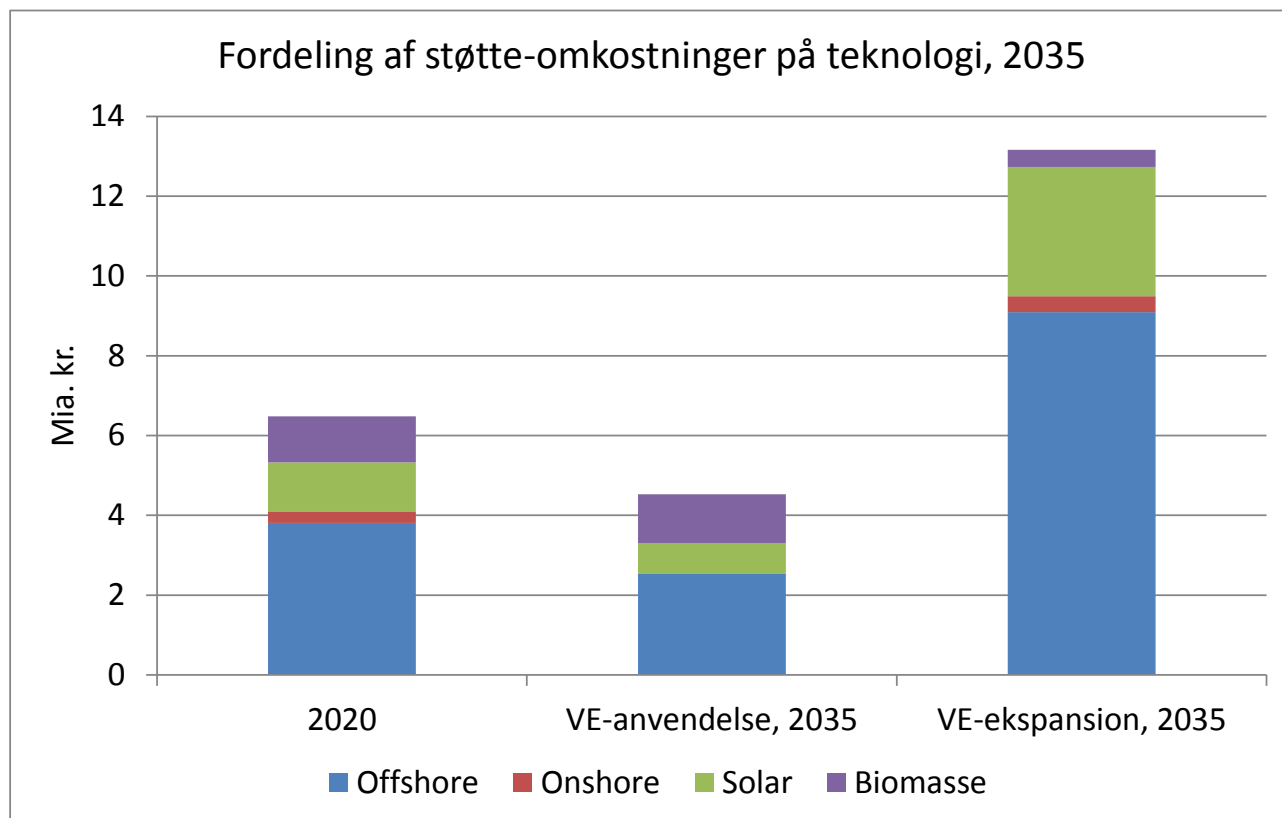
4.3.1 Markedsprisen på el i DK: Ekspansion giver lavere priser, men højere støttebehov og højere samlet pris

Markedsprisen på el ligger på ca. 45 øre i 2020. Udbygningen med vedvarende energi, både i Danmark og i vores nabolande, skaber større variation i markedsprisen på el frem mod 2035. I anvendelsesscenarioet stiger den gennemsnitlige markedspris på el til 52 øre/kWh i 2035. I ekspansionsscenarioet er billedet modsat, hvor markedsprisen på el falder til 35 øre/kWh i 2035, presset ned af den store variable VE-produktion, med 0-marginalomkostninger, både i Danmark og i udlandet.



Figur 17 Gennemsnitlig dansk elspotpris i perioden 2020 – 2035, anvendelse og ekspansionsscenarioet.

Elspotprisen fortæller ikke hele historien, da elforbrugerne ligeledes skal betale støtte til støtte til VE-teknologierne. I 2020 er støttebehovet godt 6 ½ mia. kr., som i anvendelsesscenarioet falder til 4,5 mia. kr. i 2035. I ekspansionsscenarioet betyder den høje vind- og soludbygning, både i Danmark og i udlandet, at disse teknologier presser deres egen afregningspris ned (se Figur 21). Dette medfører, at de enkelte VE-anlæg (møller og solceller) har et større støttebehov, da indtjeningen på elsalg falder. I kombination med den større VE-udbygning øges støttebehovet i ekspansionsscenarioet til 13 mia. kr. i 2035 (Se Figur 18).



Figur 18 Støtteomkostninger fordelt på teknologier, 2035.

Støtteomkostninger stiger i anvendelsesscenarioet fra 21 øre/kWh i 2020 og falder til 12 øre/kWh i 2035. Omvendt stiger støtteomkostningerne fra 22 øre/kWh til 42 øre/kWh i ekspansionsscenarioet.

Når støtteomkostningerne medtages giver ekspansionsscenarioet altså en højere elpris for el-kunderne. Inklusiv støtteomkostningen bliver markedsprisen på el 75 øre/kWh i 2035 i ekspansionsscenarioet, hvilket er 11 øre/kWh højere end i anvendelsesscenarioet, som får en samlet elpris, inklusiv støtte, på 64 øre/kWh

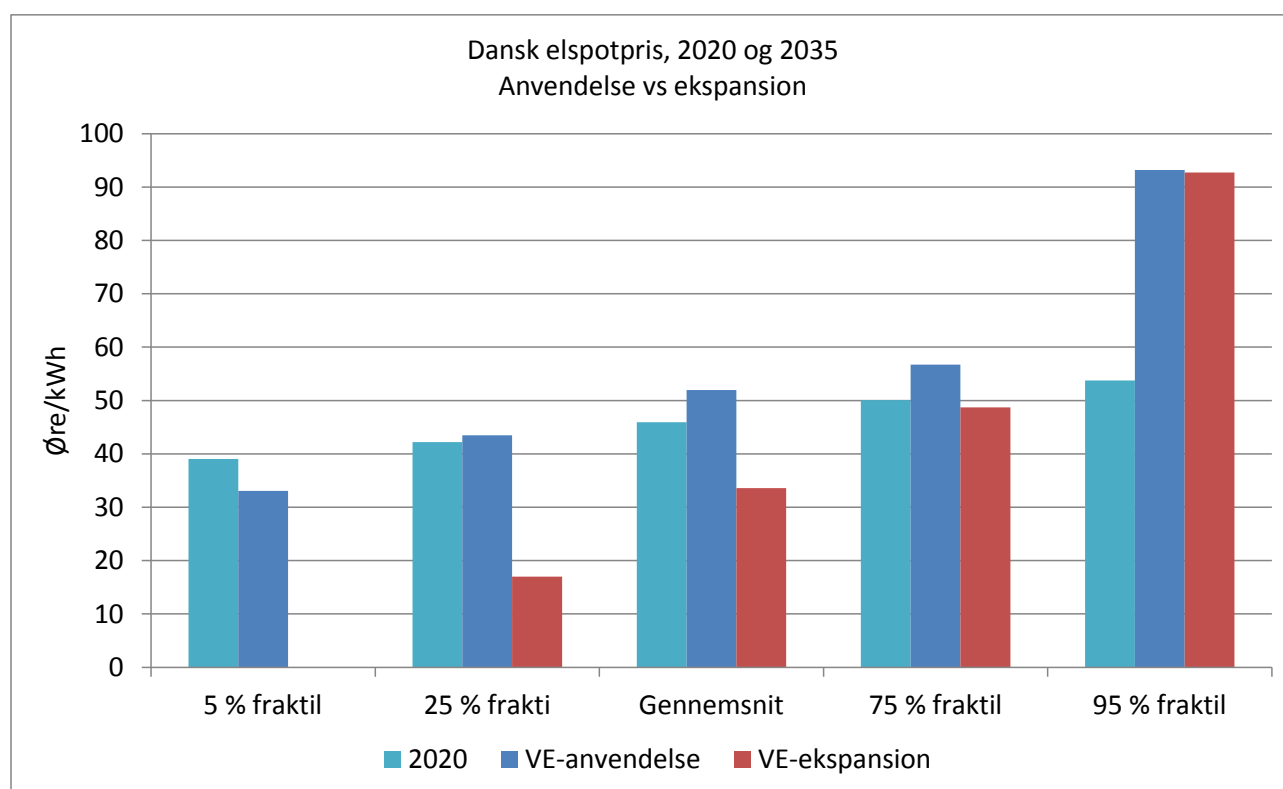
4.3.2 VE skaber variation i markedsprisen på el og plads til øget anvendelse og fleksibelt elforbrug

Frem til 2035 øges variationen i markedsprisen på el i begge scenarier, i takt med VE-udbygningen, både i Danmark og i udlandet. I ekspansionsscenarioet presses den gennemsnitlige markedspris på el i 2035 ned til 34 øre/kWh og udløser 468 timer årligt med 0-priser, svarende til 5 % af årstimerne. I ekspansionsscenarioet bliver de 5 % højeste priser 170 % højere end gennemsnittet. Den højere prisvariation, og 0-priserne i ekspansionsscenarioet skyldes den store VE-udbygning med fluktuerende elproduktion, som ikke modsvares af tilsvarende anvendelse af elforbruget.

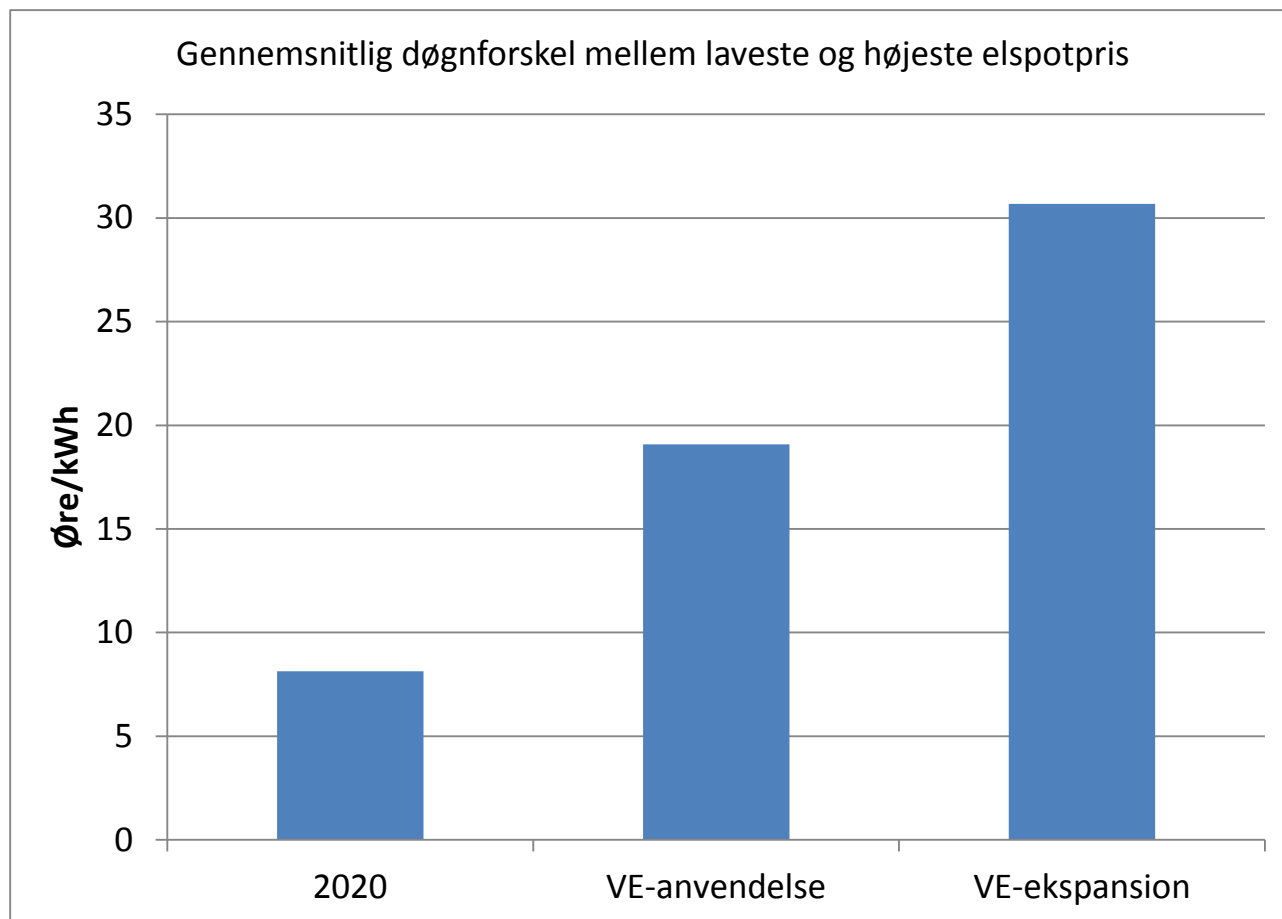
De gennemsnitligt lave markedspriser på el, som presses igennem af den variable VE-teknologi, betyder samtidig at indtjeningen til VE-teknologierne presses af deres eget prispres (Se Figur 21).

I ekspansionsscenariet falder den gennemsnitlige markedspris på el fra 46 øre/kWh i 2020 til 34 øre/kWh i 2035, svarende til 26 %. Herimod falder den gennemsnitlige salgspris for offshore-møllernes elproduktion fra 42 øre/kWh i 2020 til 23 øre/kWh i 2035, svarende til 45 %. 23 øre/kWh er 11 øre/kWh mindre end den gennemsnitlige markedspris på el. Det samme gør sig gældende for den gennemsnitlige salgspris for elproduktion fra onshore vind. For solcellerne er prispresset lidt mindre, hvor salgsprisen falder fra 42 øre/kWh til 27 øre/kWh.

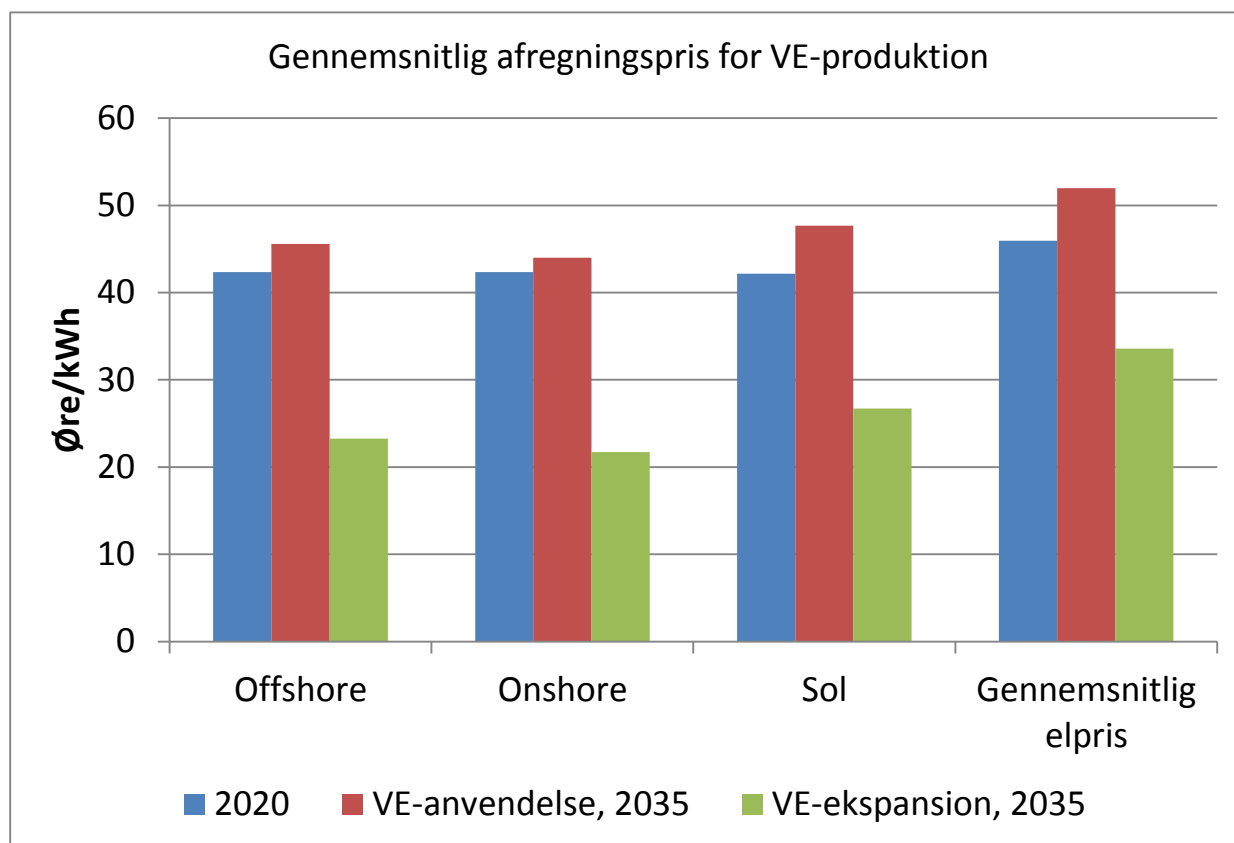
I anvendelsesscenariet presses mindre VE-produktion ind i modellen i Danmark og i udlandet. Den øgede efterspørgsel - i kombination med mindre prispres fra vores nabolande - giver højere salgspriser elproduktion på den installerede VE-teknologi, som dermed får et mindre støttebehov. I anvendelsesscenariet ses ikke 0-priser i 2035, og 5 % fraktilen ligger 36 % under gennemsnitsprisen. 95 % fraktilen ligger 79 % over gennemsnitsprisen. Anvendelsesscenariet skaber altså en større værdi for en større del af den VE-produktion, som der investeres i. I 2020 er den gennemsnitlige forskel mellem højeste- og laveste elspotpris over døgnet 8 øre/kWh. I anvendelsesscenariet stiger den gennemsnitlige døgnforskel til 19 øre/kWh i 2035. I ekspansionsscenariet stiger døgnforskellen til 31 øre/kWh. I anvendelsesscenariet øges den gennemsnitlige salgspris for elproduktion på offshore vind fra 42 øre/kWh i 2020 til 46 øre/kWh i 2035, og ligger 6 øre/kWh under den gennemsnitlige markedspris på el. Onshorevind afregnes til 44 øre/kWh i 2035 og solceller til 48 øre/kWh i 2035.



Figur 19 Elprisfraktiler i 2020 vs. anvendelses- og ekspansionsscenarioet i 2035.



Figur 20 Gennemsnitlig døgnforskel mellem laveste og højeste pris i 2020 og 2035, anvendelses- og ekspansionssceneriet.



Figur 21 Gennemsnitlig afregningspris for VE-produktion, 2020 vs. anvendelses- og ekspansionsscenariet i 2035.

5 Del 2: Dansk VE-målsætning – enegang vs. fælles-europæisk omstilling

5.1 Scenarierne

Konsekvenserne af den danske energipolitik og rammevilkår er helt afhængig af den fremadrettede fælleseuropæiske klimapolitik. Dette analyseres gennem to spor for EU's fremtidige CO₂ – målsætninger: EU Grøn og EU Sort. I EU Grøn styrker EU sin klimaindsats med ambitiøse mål for CO₂ – reduktioner, hvilket resulterer i en CO₂-kvotepris på knap 200 kr. / ton i 2020 stigende til knap 500 kr. / ton i 2035. I EU Sort tages udgangspunkt i en fortsættelse af den meget lave CO₂ – kvotepris, som ses i dagens ETS marked, hvor prisen i praksis er 0.

I begge scenarier er det antaget, at det nuværende støtte- og afgiftssystem fortsættes frem til 2035, samt at forsyningsikkerhedsafgiften indføres frem mod 2020 på fossile brændsler og biomasse, jf. Energiaftalen. I begge scenarier antages en fortsat udbygning med landvind.

I kombination med scenarierne for CO₂-kvoteprisens udvikling er analyseret effekten af et dansk energipolitisk mål om 100 % VE i 2035, hvor den samlede produktion af el- og fjernvarme matcher det samlede forbrug i de to sektorer (VE = Forbrug). Resultaterne fra disse scenarier sammenlignes med et scenarie, hvor Danmark ikke har nogen specifikke VE-målsætninger, og hvor el- og varmeproduktionen alene fungerer på markedsvilkår med gældende støtteregler.

Der lægges ingen begrænsninger på hvor meget VE, der må etableres, så ved meget gunstige økonomiske forhold kan der etableres mere VE end det danske forbrug. Det er i øvrigt muligt at overopfylde i elsektoren og dermed kompensere for en underopfyldelse i fjernvarmesektoren. Endelig har vi lavet beregninger på, hvordan et krav om ingen fossile brændsler (0-fossil) i el og fjernvarme vil påvirke omkostningerne.

Analysens resultater giver en dansk VE-andel på ca. 80 % i 2020, forudsat at energiaftalen realiseres (udbygning af vindmølle-kapaciteten frem til 2020 og biomassekonvertering af en række centrale værker), og der forudsættes frit brændselsvalg i den decentrale fjernvarme. Såfremt der ikke forudsættes frit brændselsvalg i den decentrale fjernvarme, erstattes investeringerne i 2020 i træfliskedler med investeringer i varmepumper i den decentrale kraftvarme. Det medfører dog stort set den samme VE-andel pga. varmepumpens udnyttelse af varme fra omgivelserne (f.eks. luften i tilfælde af en luft-til-vand varmepumpe) også er vedvarende energi.

De 80 % dækker over VE-andelen i el- og fjernvarmesektoren, og inkluderer ikke det fossile forbrug i den individuelle opvarmning.

Endeligt laves følsomhedsberegninger på biomasse- og naturgaspriserne, jf. afsnittet om Mulige Game Changers, samt hvorledes reguleringen af kapacitetsbalancen vil influere de nationale investeringer. For at analysere sidstnævnte opstilles et scenarie for et regime med nationale kapacitetsbalancer, hvor landene individuelt har kapacitet til at imødegå nationale spidsbelastninger. I det andet scenarie for kapacitetsbalancer analyseres et regime med regional kapacitetsbalance, hvor den samlede produktionskapacitet på tværs af lande kan imødegå den summerede spidslast for alle landene i regionen. I dag er der store begrænsninger på forbindelserne fra Danmark mod Tyskland, og i perioder er op mod 50 % af kapaciteten ikke tilgængelige for markedet. I begge scenarier med regionale kapacitetsbalancer er det antaget, at problemstillinger med interne flaskehalse bliver løst, således at der kommer fuld tilgængelighed på samtlige transmissionslinjer.

Scenarierne opbygget med ovenstående fokus indeholder valg, som opstillet i nedenstående tabel:

Tabel 6 Oversigt over scenarievariable

Scenarie-variabel	Indhold
EU CO₂ -pris	EUSort: CO ₂ – kvotepris er 0 i perioden 2020-2035 EUGrøn: CO ₂ – kvotepris stiger lineært fra 185 DKK/ton i 2020 til 485 DKK/ton i 2035
Dansk VE-målsætning	Dansk målsætning for VE-andel i el- og varmeproduktion (Ingen mål / VE produktion = forbrug / 0-fossil)
Kapacitetsbalance	Regime for opfyldelse af kapacitetsbalance (international kapacitetsbalance pr region / national kapacitetsbalance)
Følsomhed	Udvikling i biomasse- og gaspriser

Kombinationen af de forskellige scenarievariable giver anledning til scenarierne i Tabel 7.

Tabel 7 Scenarieoversigt for EU Grøn og EU Sort

	CO ₂ -kvotepris	VE-målsætning	Yderligere antagelser
EU Grøn	185 kr./ton i 2020 stigende til 485 kr./ton i 2035.	VE = Forbrug opnås uden særskilt målsætning	
EU Grøn, 0-fossil	185 kr./ton i 2020 stigende til 485 kr./ton i 2035.	0 Fossil	
EU Grøn, høj biopris, VE=Forbrug	185 kr./ton i 2020 stigende til 485 kr./ton i 2035.	VE = Forbrug	Høj biomassepris
EU Grøn, Lav NG pris, VE=Forbrug	185 kr./ton i 2020 stigende til 485 kr./ton i 2035.	VE = Forbrug	Lav naturgaspris
EU Grøn, nat. kap.	185 kr./ton i 2020 stigende til 485 kr./ton i 2035.	VE = Forbrug opnås uden særskilt målsætning	National kapacitetsbalance
EU Grøn, proj. bek.	185 kr./ton i 2020 stigende til 485 kr./ton i 2035.	VE = Forbrug opnås uden særskilt målsætning	
EU Sort, ingen mål	0	Ingen mål	
EU Sort, VE=Forbrug	0	VE = Forbrug	
EU Sort, 0-fossil	0	0 Fossil	

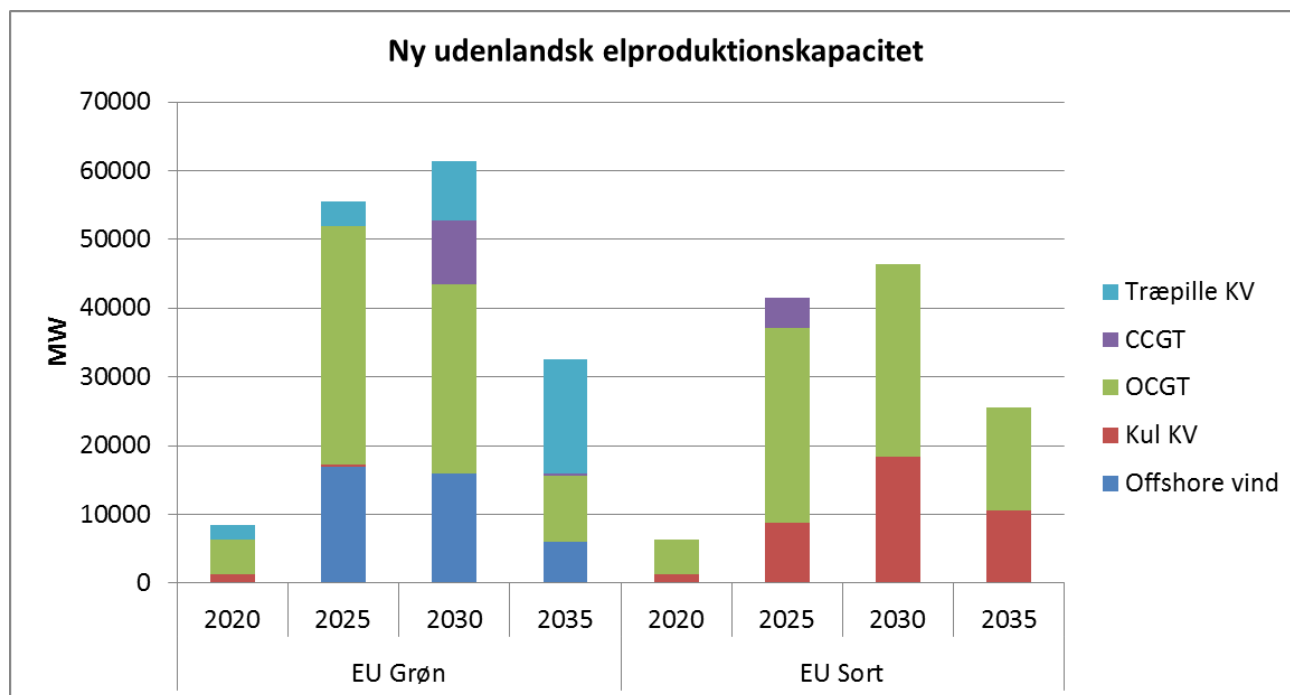
5.2 Investeringer, teknologspor og betydningen af game changers

5.2.1 Investeringer i udlandet

Hvorvidt EU får en høj CO₂-kvotepris eller ej, er altafgørende for, hvordan udlandet vil investere forudsat, at der ikke ændres i de nationale støtteordninger³³. Som det fremgår af Figur 22 investeres der udelukkende i fossile teknologier i EU sort, 39 GW kulkraft til erstatning af både udtjente kulkraftværker og gasfyrede anlæg. Hertil kommer en stor mængde spidslastværker på naturgas (OCGT). I EU Grøn med høj kvotepris bygges der kun 1,6 GW kul i starten af perioden, men i stedet investeres massivt i træpillefyrede kraftværker (31 GW) og offshore vind (39 GW). Modellen har ikke haft mulighed for at investere i multibrændselsanlæg (der både kan fyre med kul og biomasse). Teknologien til fyring med kul og / eller biomasse er næsten ens, både hvad angår teknik og omkostninger. I begge scenarier investeres der altså i store damp turbineanlæg og hvor der i EU Sort fyres med kul og i EU Grøn fyres med biomasse.

³³ Vi har her regnet med at både elproduktion på biomasse og havvind også i udlandet får 15 øre/kWh ikke indekseret.

Det skal bemærkes, at brændselspriserne er uelastiske i modellen, hvilket betyder, at brændselspriserne er uafhængige af forbruget. Vindkraften påvirker markedsprisen på el og giver et nedadgående prispres i de timer, hvor vinden blæser kraftigt, hvilket påvirker økonomien i dansk vindkraft.



Figur 22 Investeringer i elproduktionskapacitet i vores nabolande i hvert år i henholdsvis EU Grøn og EU Sort.

5.2.2 Investeringer i Danmark

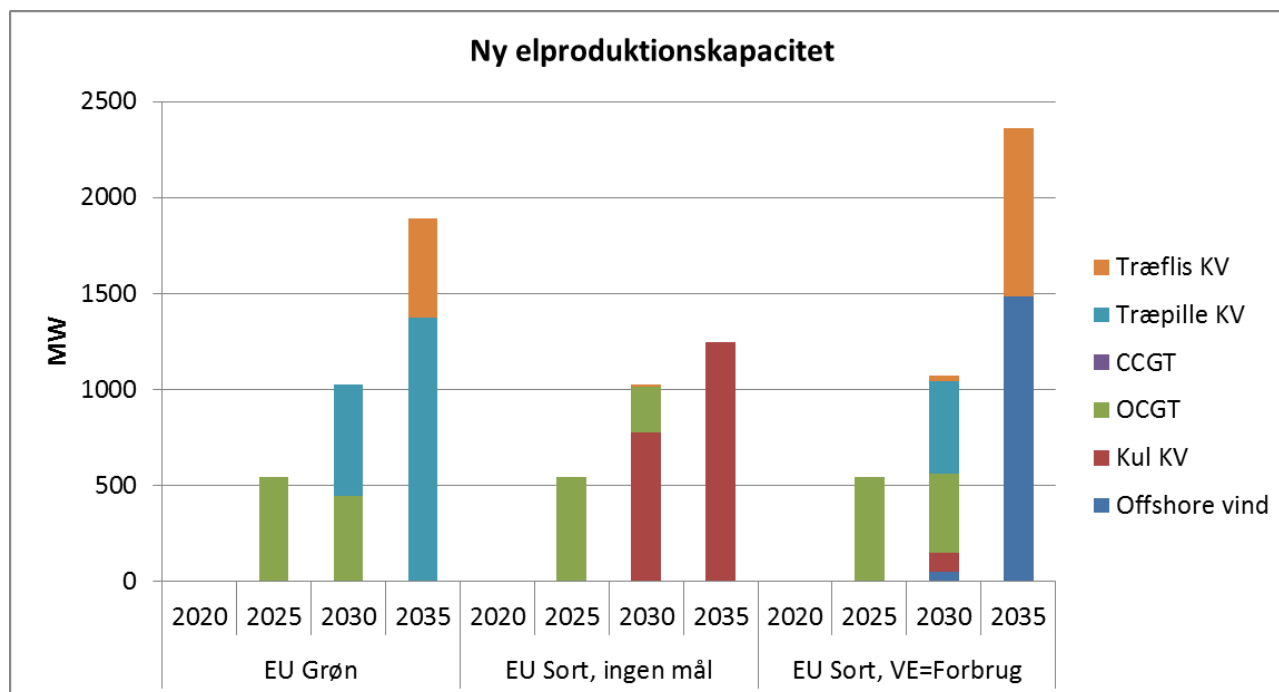
Der er i alle scenarierne antaget reinvesterings i allerede opført vindkraftkapacitet i takt med, at denne bliver udtjent. Derudover er antaget en let kapacitetsforøgelse af onshore vindmøller frem mod 2035 som følge af reinvesterings i større møller. Ydermere er der indlagt en udbygning med solvarme svarende til ca. 3 % af det samlede fjernvarmeforbrug frem mod 2020 i de decentrale kraftvarmeområder fyret med naturgas og et række geotermianlæg i større byer svarende til 5 % af det samlede danske fjernvarmebehov. Disse investeringer bliver ikke vist i det følgende.

Der er i analysen forudsat samme forrentningskrav for alle investeringer. Dette krav tager udgangspunkt i, hvad kommercielle aktører typisk forlanger, og er sat til 8 % forrentning i faste priser over 20 år. I praksis er forholdene i dag sådan, at kommunale fjernvarmeselskaber, der investerer i f.eks. solvarme, kan låne til en lavere rente (f.eks. gennem kommunekredit), og derfor har lavere forrentningskrav end kommercielle aktører, der opfører havvindmølleparker.

På Figur 23 ses investeringerne i tre forskellige scenarier med forskellige politiske rammebetingelser.

I de to første tidsperioder investeres der stort set ens i alle tre scenarier. Der reinvesteres ikke i den decentrale kraftvarme i nogen af scenarierne. Den bliver erstattet af ca. 1000 MW biomassekedler, der er attraktive pga. afgiftsfordelen til biomasse.

I 2025 suppleres elsystemet med lidt over 500 MW gasturbiner (OCGT) til dækning af spidslasten pga. den stramme kapacitetsbalance og tilføjelsen af yderligere forbrug. Udover det er der ingen investeringer, da der stort set ikke fjernes noget kapacitet fra energisystemet (jf. Figur 10).



Figur 23 Investeringer i dansk elproduktionskapacitet 2020-2035.

I det andet åbne vindue hvor de centrale værker er udtjente i 2030 og 2035, investeres der til gengæld meget forskelligt i de tre scenarier.

I det første scenarie med høj kvotepris (EU grøn) vælges biomassevejen fuldt ud. Der bygges knap 2000 MW træpillekraftvarme og ca. 500 MW træfliskraftvarme til erstatning af de centrale kraftvarmeværker.

I det andet med lav kvotepris og ingen nationale VE-mål (EU sort, ingen mål) bygges der meget kul, da elproduktionstilskuddet til biomasse og afgiftsfordelen til biomassekraftvarme ikke er tilstrækkelige til at forsvare investeringer i biomassekraftvarme, når der ikke er nogen kvotepris. I stedet bygges lidt flere biomassekedler, og der suppleres med solvarme på varmesiden (ikke vist i figuren) til at dække varmebehovet.

I scenariet for EU Sort, VE=Forbrug, indlægges en sti for VE=Forbrug i 2035, således at systemet opfylder et krav om 80 % VE i 2025, 90 % VE i 2030 og 100 % VE i 2035. Her bygges der ingen træpillekraftvarmeværker til erstatning af biomassekonverterede værker i 2035. I stedet satses der mere på træfliskraftvarme, med lav elvirkningsgrad, til dækning af varmebehovet og en del af elproduktionen, mens der bygges 1500 MW offshore vindmøller for at opfylde VE-målsætningerne på elsiden. Disse er mere attraktive i EU sort scenariet, idet der her bliver bygget færre havvindmøller i udlandet og prispresset i vindrige perioder derfor er mindre.

Der investeres ikke i store varmepumper til fjernvarme i nævneværdig grad (under 250 MW varme i alle scenarierne). Til det er biomassekedlerne for konkurrencedygtige med det modellerede afgiftssystem.

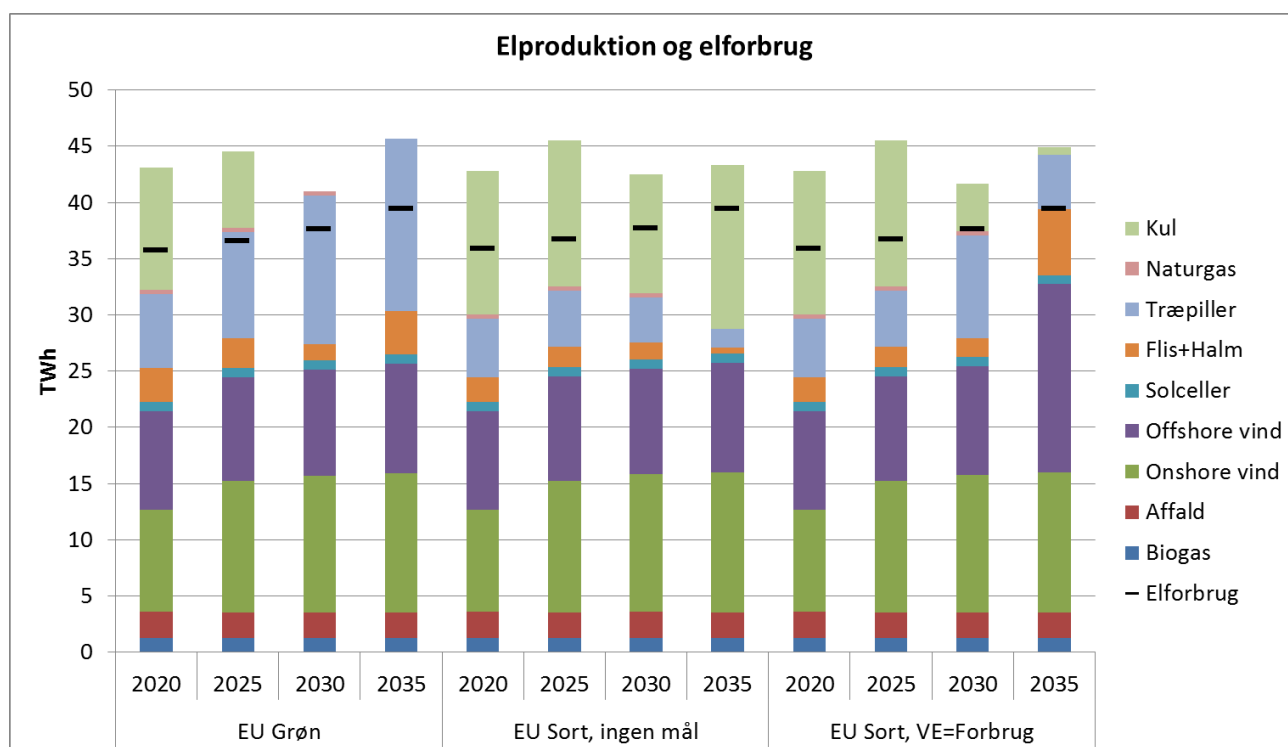
5.2.3 Driften af det danske el- og fjernvarmesystem

I EU grøn, hvor kvoteprisen er høj, anvendes store mængder træpiller i kondensdrift. I 2035 produceres 19,2 TWh el på biomasse, hvoraf kun 10,6 TWh er i modtryksdrift med tilhørende varmeproduktion, resten er kondensdrift. Kondensdriften (primært på træpiller), der er økonomisk attraktiv ved en høj kvotepris og elproduktionstilskud på biomasse, sikrer, at Danmark opfylder sit mål om 100 % VE i el og fjernvarme i EU grøn.

I EU sort uden mål er biomassekraftvarmedriften erstattet af kraftvarmedrift på kul. Da kul er hårdere afgiftsbelagt, bruges flere biomassekedler og solvarmeanlæg til at dække en del af varmeproduktionen, således at kul kraftvarme kun dækker 5,5 TWh af varmebehovet i 2035, mens biomassekedler producerer 12 TWh (mod 8 TWh i EU grøn). Solvarmen øges med 1 TWh. Lovgivningen understøtter i dag ikke den store mængde biomassekedler, jf. krav til kraftvarme i projektbekendtgørelsen. Effekten af bibeholdelse af projektbekendtgørelsen er analyseret i afsnit 5.2.4.

Når målet om 100 % VE i el og fjernvarmesystemet indføres i EU sort, falder den brændselsbaserede elproduktion meget, idet offshore vindmøllerne går ind og overtager en stor del af produktionen. Vindkraft dækker 74 % af det samlede elforbrug i 2035. Der produceres dog stadig noget el i kondensdrift på biomassefyrede værker, selvom langt størstedelen produceres i kraftvarmedrift. Den samlede elproduktion på biomasse er 10,7 TWh, hvoraf 7,1 TWh finder sted i modtryksdrift. Der er altså væsentligt mindre kondensdrift i dette scenarie. Den lavere varmeproduktion fra kraftvarme dækkes ind med øget produktion på biomassekedler (10,1 TWh varme vs. 8,1 TWh varme i EU Grøn)³⁴.

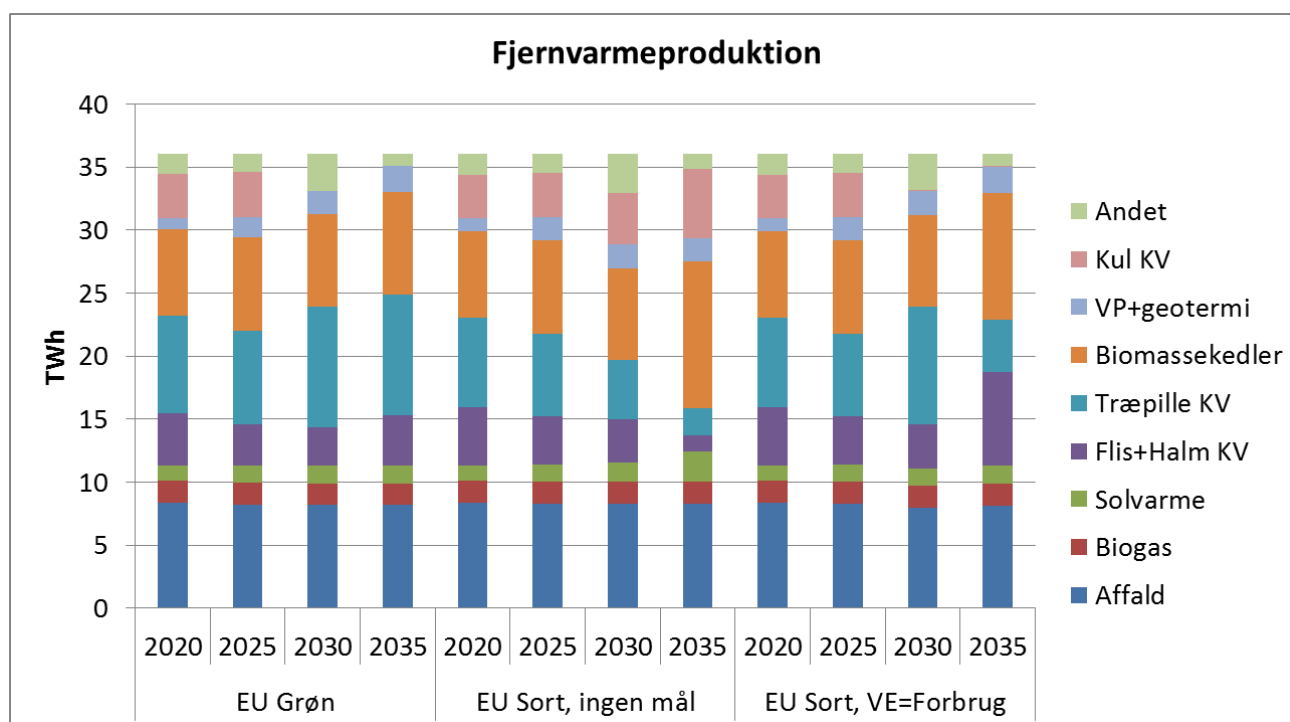
³⁴ Selvom modtryksdriften falder fra 10,6 TWh i EU grøn til 7,1 TWh i EU Sort, VE=Forbrug falder varmeproduktionen ikke tilsvarende, idet der omlægges fra træpillekraftvarme (med høj elvirkningsgrad) til træfliskraftvarme (med lav elvirkningsgrad). Derfor skal der kun suppleres med ca. 2 TWh varme fra biomassekedler.



Figur 24 Elproduktion og elforbrug 2020-2035 i de tre scenarier.

Som det ses af Figur 24 er Danmark nettoeksportør i alle scenarierne. Dette er særligt udtalt i de to scenarier, hvor målet om 100 % VE opfyldes. Dette er nødvendigt, da den fossile fraktion i affaldet gør det umuligt at komme over 90 % VE i fjernvarmen. Skal der opnås højere VE-andele i fjernvarmen, kræver det udsortering af den fossile fraktion (bl.a. plast og papir) og erstatning af energiproduktionen fra afbrændingen med vedvarende energi. Affald er ikke opdelt i fossilt og organisk i Figur 25, men den fossile fraktion udgør 45 %.³⁵

³⁵ Energistyrelsen, 2011



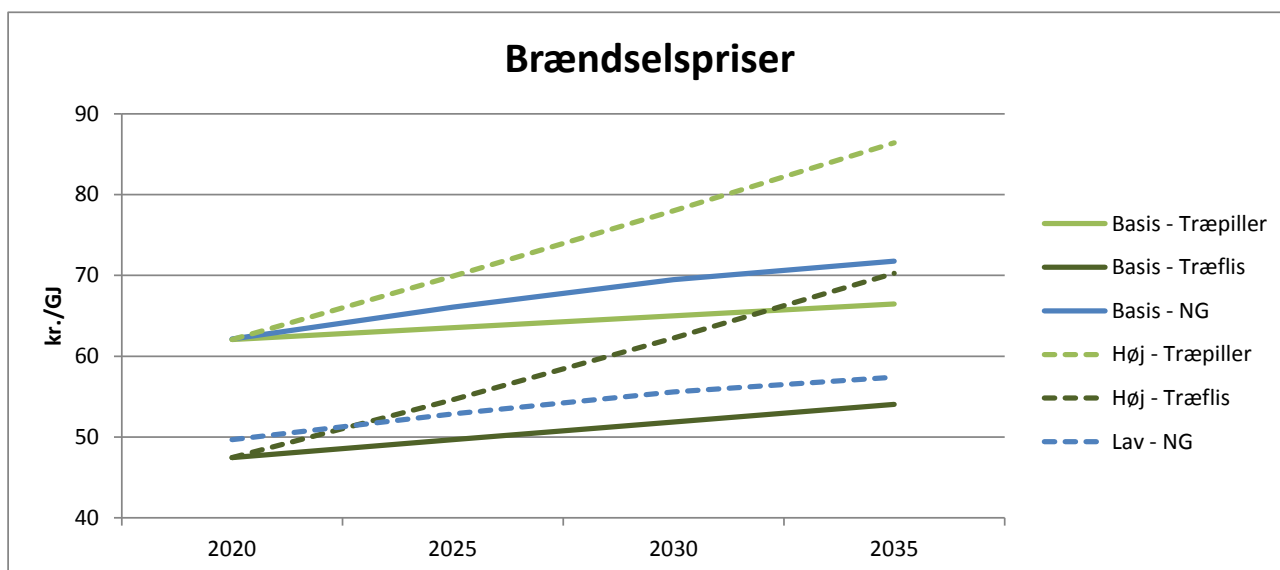
Figur 25 Fjernvarmeproduktion 2020-2035 i de tre scenarier.

5.2.4 Effekten af projektbekendtgørelsen

Centralt i det første åbne vindue står projektbekendtgørelsen, der dikterer at der ikke må skiftes fra kraftvarme til kedeldrift, hvilket de facto er et forbud mod biomassekedler i kraftvarmeområder. For at modellere effekten af projektbekendtgørelsen (se afsnit 3.2.2.2) har vi gennemregnet et scenarie, hvor det ikke er muligt, at investere i biomassekedler. I stedet vælger modellen at installere varmepumper til en samlet varmekapacitet på 2400 MW i 2035 (heraf knap halvdelen i den decentrale fjernvarme), hvilket svarer til ca. 800 MW eleffekt. Varmepumperne producerer 8 TWh fjernvarme, hvilket svarer til ca. 3400 fuldlasttimer på et år. I 2020 og 2025 vælger modellen at dække det øgede elforbrug ved reduceret eksport til udlandet. I 2030 investeres der i 500 MW havvind, hvilket sammen med en anelse flere investeringer i træpillekraftvarmeværker på bekostning af træfliskraftvarme bringer tilstrækkelig ny elproduktion til at dække de 2,9 TWh ekstra elforbrug i 2035.

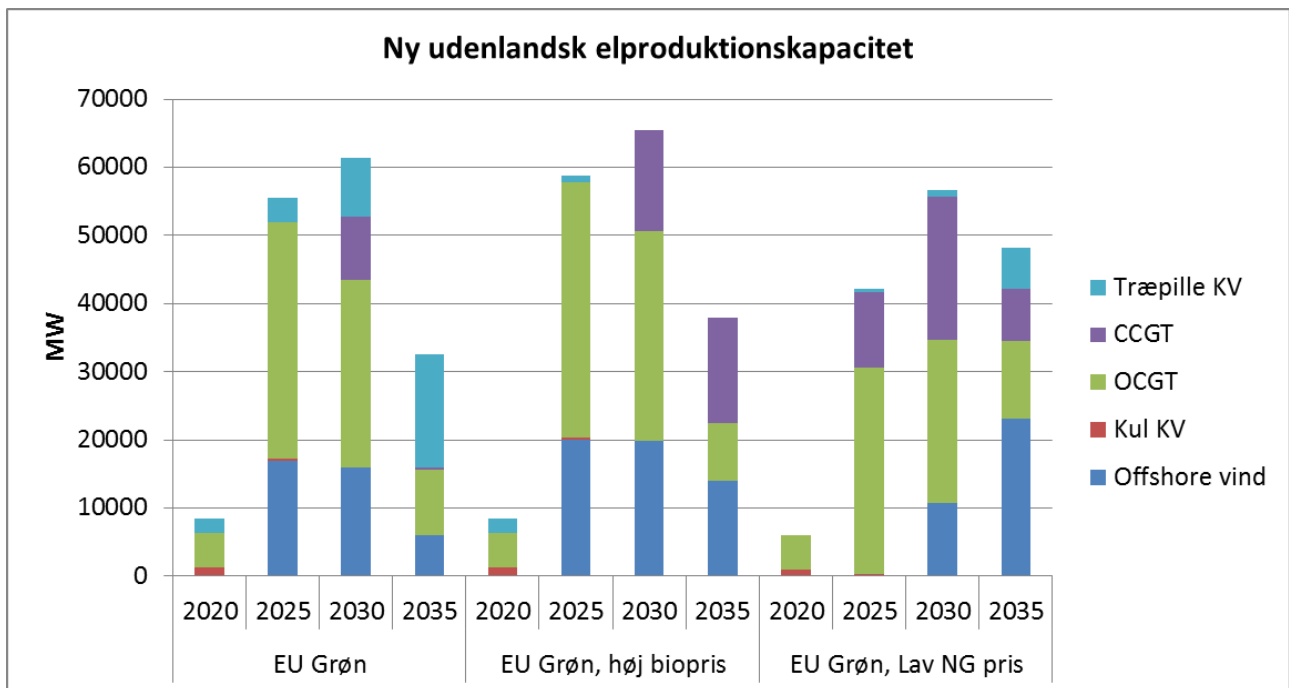
5.2.5 Ændrede brændselspriser

Som beskrevet i afsnit 3.8 er der usikkerhed om de fremtidige brændselspriser. For at vurdere i hvilket omfang ændrede brændselspriser påvirker resultaterne, har vi gennemført to følsomhedsberegninger med hhv. højere biomassepriser og lavere naturgaspris. I scenariet med højere biomassepriser anvendes priser, der er 10, 20 og 30 % højere i hhv. 2025, 2030 og 2035. I scenariet med lav naturgaspris er prisen på naturgas sænket med 20 %.



Figur 26 Brændselspriser på naturgas og biomasse brugt i følsomhedsberegningerne (Høj/Lav) og i de øvrige scenarier (Basis).

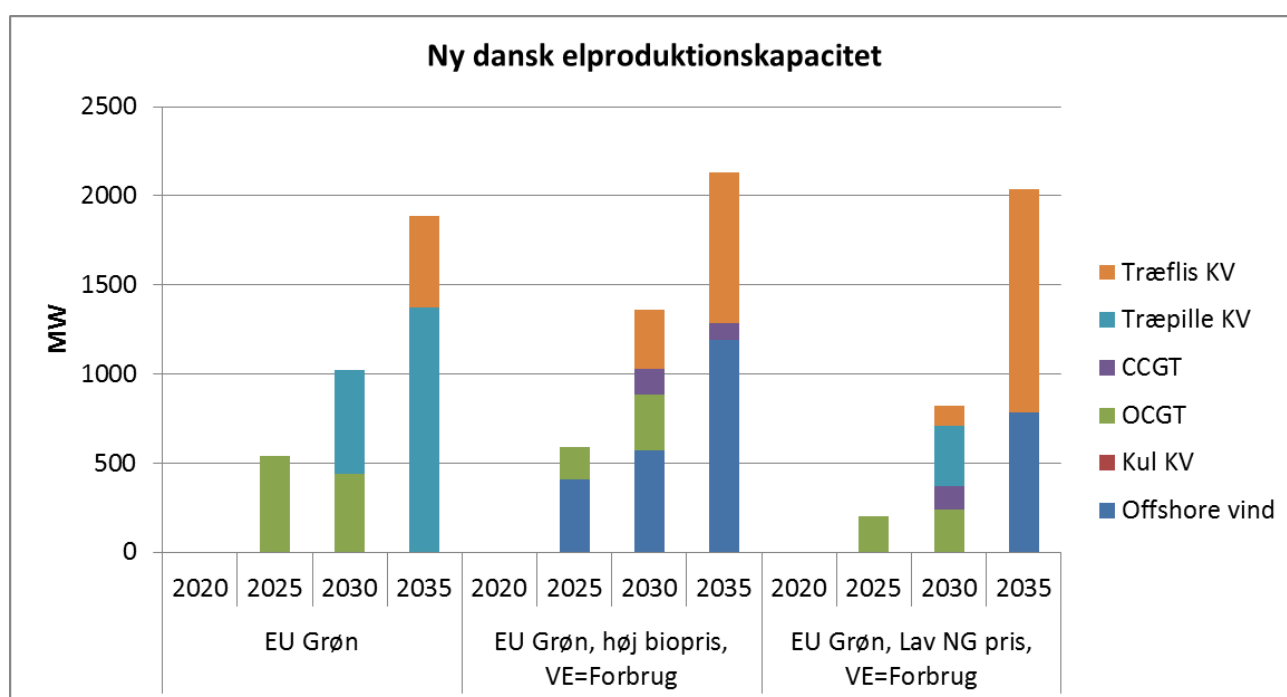
Da elproduktion på biomasse bliver mindre attraktivt i begge scenarier, vil vedvarende energi ikke af sig selv dække 100 % af forbruget. Derfor er nedenstående resultater vist for scenariet med VE=Forbrug målsætningen. Uden denne målsætning investeres der væsentligt mindre i havvind. De ændrede brændselspriser påvirker også investeringsmønstrene i udlandet, hvor både forhøjet biomassepris og reduceret naturgaspris fører til et massivt fald i nybygninger af træpillefyrede kraftvarmeværker. I EU grøn med basis-brændselspriser bygges 30 GW kapacitet på træpiller i EU, mens let forhøjede biobrændselspriser fører til et stop i udbygningen af træpillekraftvarme sidst i perioden, mens lave naturgaspriser resulterer i, at der ikke investeres først i perioden. Der bygges hhv. 3 og 8 GW træpillekapacitet i scenariet med høj biopris og lav naturgaspris. I scenariet med høj biomassepris bygges der yderligere 15 GW offshore vind og 20 GW gasfyret CCGT kapacitet. I scenariet med lave gaspriser bygges yderligere 30 GW CCGT, mens der skæres 5 GW af udbygningen med offshore vind som følge af de lavere markedspriser på el.



Figur 27 Investeringer i udenlandsk elproduktionskapacitet fordelt på teknologi, 2020 til 2035.

Det danske investeringsmønster følger stort set samme form, bortset fra at der ikke bygges særlig meget CCGT gas i scenariet med lav gaspris og VE=Forbrug. Dette skyldes de høje varmeafgifter på naturgas, der gør biomasse mere attraktivt. I scenariet med høje biopriser bygges der knap 2200 MW offshore vind suppleret med træfliskraftvarme og en anelse gasturbinekapacitet, selv i 2035 bygges der en anelse CCGT for at sikre kapaciteten og for at kunne eksportere strøm til udlandet.

På varmesiden investeres der ens i alle tre scenarier, bortset fra i 2035, hvor scenariet med høj biopris adskiller sig fra de to andre. Den 30 % højere pris på biomasse udløser investeringer i yderligere 800 MW varmepumper i de centrale byer til dækning af varmegrundlaget ved bortfald af de biomassekonverterede værker. Disse investeringer fortrænger både investeringer i træfliskraftvarme og biomassekedler og øger elforbruget med 0,9 TWh.



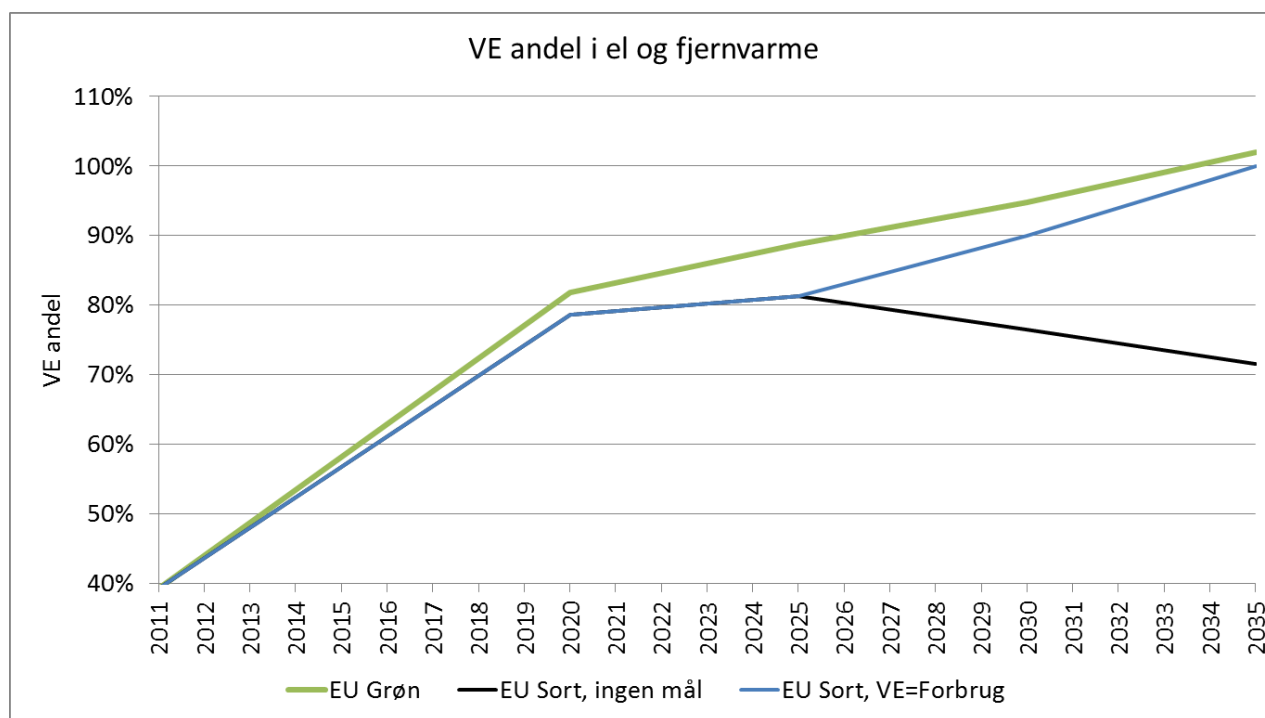
Figur 28 Ny elproduktionskapacitet i Danmark i følsomhedsberegningerne på brændselspriserne.

5.2.6 VE-andele i el- og fjernvarmesektoren

Andelen af vedvarende energi i det danske el- og fjernvarmesystem ligger i dag på ca. 40 %. Frem mod 2020 vil biomassekonverteringen og udbygningen med vindkraft give os ca. 80 % VE i vores el og fjernvarme. I fjernvarmesektoren vil økonomien med de nuværende afgiftssatser tale for en massiv omlægning til fyring med biomasse i kedler uanset, hvad CO₂ prisen er, forudsat at der indføres frit brændselsvalg i den decentrale kraftvarme. Fjernvarmen når en VE-andel på ca. 80 % i 2020 stigende til ca. 90 % i 2035 i alle scenarierne med mål for 100 % VE. Langt størstedelen af de resterende 10 % udgøres af den fossile fraktion af affaldet.

Forskellen i VE andelen i 2020 (se Figur 29) mellem EU Sort og EU Grøn skyldes forhold i driften af elsystemet. I elsektoren er VE-andelen 80 % i 2020 i EU Sort scenarierne og 86 % i EU Grøn scenarierne. Den højere VE-andel i EU Grøn skyldes, at det kan betale sig at producere el i kondensdrift på træpiller på de

værker, der ikke også kan fyre med kul. Derudover bliver samfyring med træflis i kondensdrift attraktivt. I 2030 gør kvoteprisen i EU Grøn på 385 kr./ton og elproduktionstilskuddet til biomasse på 15 øre/kWh (i løbende priser) det mere attraktivt med kondenselproduktion på træpiller frem for kul, såfremt virkningsgraden er den samme. I EU sort scenarierne opnås en tilsvarende kondensdrift på de centrale værker. I disse kørsler sker produktionen bare på kul i stedet.



Figur 29 Samlede VE-andele i el og fjernvarme i de tre scenarier. De politiske målsætninger er først bindende fra 2030 i EU sort.

Udskiftningen af vindmøller opstillet omkring årtusindskiftet med større møller der har flere fuldlasttimer betyder en forøgelse af vindkraftproduktionen i 2025 og 2030. Dette øger VE andelen i EU Sort selv i fraværet af et nationalt mål for VE-andelen, men forudsætter en fortsættelse af den nuværende støtteordning til landvind og reinvesteringer i de ældste havvindmølleparker.

I fraværet af et nationalt mål falder VE-andelen dog i 2030 og 2035, idet enkelte af de biomassekonverterede værker (med de højeste elvirkningsgrader) dropper træpillerne til fordel for kul. Når de biomassekonverterede værker bortfalder i 2035, reinvesteres der i kul (som vist i Figur 23).

I EU Sort, VE=Forbrug scenariet opfyldes målsætningen om 100 % VE i 2035 (og 90 % VE i 2030).

5.3 Omkostningerne ved den danske VE-målsætning

I EU Grøn opfyldes 100 % VE-målsætningen uden yderligere tiltag, drevet igennem af kvoteprisen og den danske VE-støtte i kombination med de afgiftsdrevne incitamenter til VE-omlægning.

Den danske VE-målsætning og omkostningen ved at opfylde denne er dog afhængig af ting, som ligger uden for dansk energipolitik indflydelse. Fremskrivningen af brændselspriserne er usikre, og kan udgøre reelle game changers, der kan påvirke opnåelsen af det danske VE-mål og omkostningen ved dette.

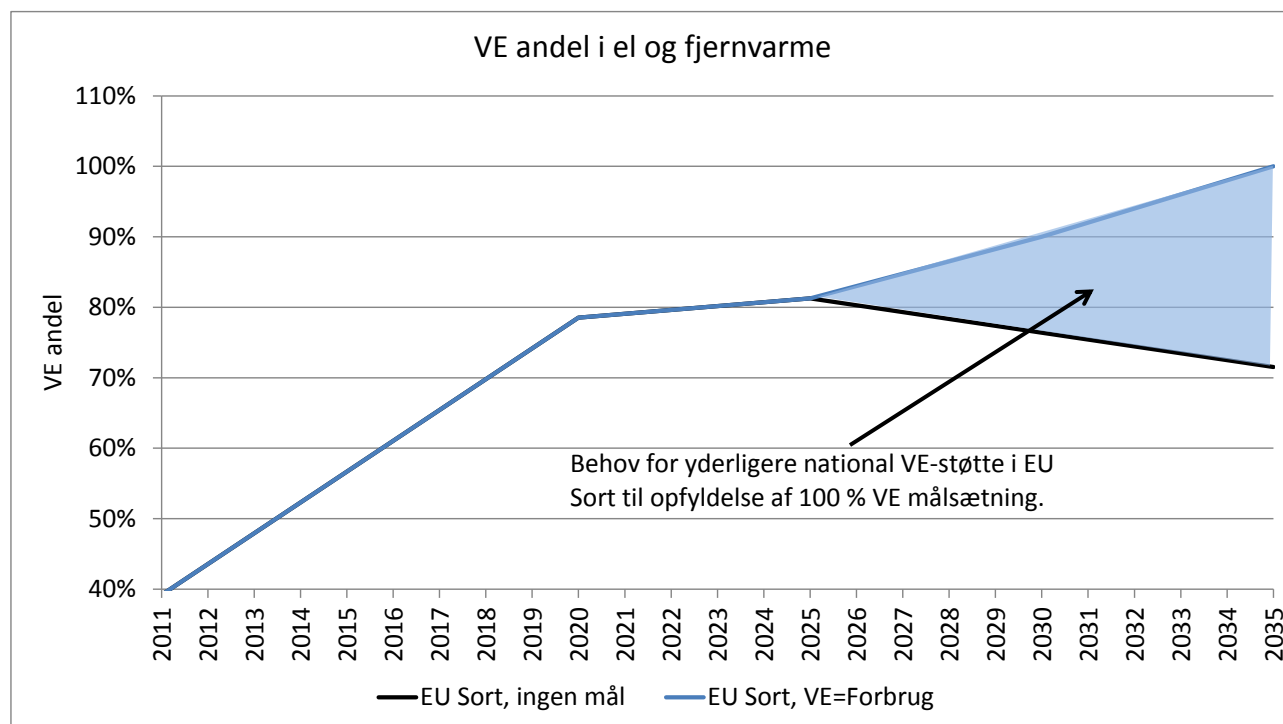
I EU Grøn spiller biomasse en markant rolle for opfyldelsen af VE-målsætningen, og en højere biomassepris kan presse VE-andelen. I scenariet med en høj biomassepris (30 % højere i 2035 end i basisfremskrivningen) og med opfyldelse af VE målsætningen bliver ekstra-omkostningen på samlet 3 mia. kr. i 2035, som vil skulle finansieres igennem yderligere støtte til biomasse.

Der er også usikkerhed om naturgasprisen. Skifergasrevolutionen og skiftet fra olie-indekserede kontrakter til gasbørser kan vise sig at sænke den fremtidige naturgaspris betydeligt. I analysen er kørt et scenarie, med en lav naturgaspris, 20 % under basisfremskrivningen. Dette medfører en mer-omkostning på 500 mio. kroner i 2035 i forhold til basisprisfremskrivningen. Når omkostningen bliver højere i 2035, på trods af en lavere naturgaspris, så skyldes det 2 ting: Dels påvirker den lave naturgaspris den danske eleksport, da de udenlandske markedspriser på el presses ned af den lavere naturgaspris. Hertil investeres der i periodens start lidt mindre i VE-teknologi, pga. den lavere naturgaspris, hvilket så i 2035 nødvendigvis udløser højere VE-investeringer, til opfyldelse af VE-målsætningen. Den samlede omkostning for perioden 2020 til 2035 bliver dog lavere i scenariet med lav naturgaspris.

Tabel 8 Omkostninger til dansk el- og fjernvarmeproduktion i 2035, EU Grøn.

Omkostninger 2035, mia. kr., faste 2011 priser	EU Grøn	EU Grøn, høj biopris, VE=Forbrug	EU Grøn, Lav naturgas pris, VE=Forbrug
Drift			
Faste O&M	1,3	1,8	1,3
Variable O&M	2,4	2,3	2,4
Brændselsomkostninger	11,7	8,6	9,5
CO2-omkostninger	0,7	0,9	0,8
Omkostninger til ny- investeringer	9,0	13,4	10,2
Handelsindtægter			
Netto-eksport	1,5	0,2	1,2
Flaskehalsindtægter	2,3	2,5	1,2
Total	21,3	24,3	21,8
VE Andel	102 %	100 %	100 %

EU's CO₂-kvotepris har stor indflydelse på økonomien i scenarierne. I EU Sort, med en CO₂-kvotepris på 0, vil der kun blive skubbet 72 % VE ind i den danske el- og fjernvarmesektoren i 2035. Et løft fra 72 % VE til 100 % VE i 2035 vil være forbundet med yderligere omkostninger for den danske el- og fjernvarmeproduktion. Omkostninger som de ikke har i de øvrige EU-lande.



Figur 30 VE-andel i EU Sort og behov for ekstra finansiering.

Samlet set vil 100 % VE i EU Grøn og EU Sort have næsten samme omkostning pr. år i 2035. I EU Grøn er omkostningen i 2035 21,3 mia. kr. pr. år, hvoraf de 700 mio. kroner stammer fra dansk indkøb af CO₂-kvoter. I EU Sort er omkostningen 22 mia. kr. pr. år. Når de samlede omkostninger i 2035 ligger på samme niveau i EU Grøn og EU Sort, VE=Forbrug skyldes det, at der opnås samme VE-målsætning, og at både brændsels- og teknologipriser er ens på tværs af de 2 scenarier. Forskellen i de 2 scenarier ligger i, at der i EU Sort kræves en særskilt høj dansk støtteomkostning.

Opfyldelsen af 72 % VE i EU Sort har en omkostning på 16,8 mia. kr. pr. år i 2035. Løftet fra 72 % til 100 % VE i EU Sort har en årlig ekstraomkostning på 5,2 mia. kr. i 2035. Den væsentligste forskel på EU Grøn og EU Sort i relation til omkostningerne er, at i EU Sort, kunne omkostningen potentielt være meget lavere (16,8 mia. kr. pr. år i 2035), hvis Danmark ikke har et bindende VE-mål. Det betyder, at 100 % VE-målsætningen i EU Sort har et væsentligt højere nationalt støttebehov, som kan presse den danske konkurrenceevne betydeligt.

Tabel 9 Omkostninger til dansk el- og fjernvarmeproduktion i 2035, EU Grøn vs. EU Sort.

Omkostninger 2035, mia. kr., faste 2011 priser	EU Grøn	EU Sort, ingen mål	EU Sort, VE=Forbrug
Drift			
Faste O&M	1,3	1,1	1,6
Variable O&M	2,4	2,4	2,3
Brændselsomkostninger	11,7	6,3	8,0
CO2-omkostninger	0,7	0,0	0,0
Omkostninger til ny- investeringer	9,0	8,5	12,1
Handelsindtægter			
Netto-eksport	1,5	0,1	0,5
Flaskehalsindtægter	2,3	1,4	1,5
Total	21,3	16,8	22,0
VE-andel	102 %	72 %	100 %

De samlede omkostninger for perioden mellem 2020 og 2035, svinger fra 92 mia. kr. til 124 mia. kroner målt i netto-nutidsværdi. I perioden fra 2020 til 2025 afviger omkostningerne i mellem scenarierne mindre, hvorimod der ses betydelig forskel fra 2030 til 2035 på tværs af scenarierne. Den stigende kvotepris i EU Grøn betyder, at omkostningen, både fra kvotekøb, men også grundet teknologiskift, begynder at løbe fra omkostningen i EU Sort uden VE-mål. I Tabel 8 ses, at i scenariet med lav naturgaspris, er dyrere end basisfremskrivningen i EU Grøn i alle årene, med 2030 som undtagelse. I scenariet med den lave naturgaspris scenarie bliver omkostningen for Danmark højere pga. lavere handelsindtægter, da den lave naturgaspris presser den udenlandske markedspris på el. I EU Grøn har Danmark en handelsindtægt på 3,8 mia. kr. i 2035, som i lav-naturgasprisscenariet falder til 2,4 mia. kr.

Tabel 10 Omkostninger til dansk el- og fjernvarmeproduktion i 2020 - 2035, EU Grøn vs. EU Sort

Omkostninger, mia. kr., faste 2011 priser	EU	EU Grøn,	EU Grøn, Lav	EU Sort,	EU Sort,
	Grøn	høj biopris, VE=Forbrug	NG pris, VE=Forbrug	ingen mål	VE= Forbrug
2020					
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	8,7	8,7	9,2	9,0	9,0
CO2-kvotekøb	2,0	2,0	1,8	0,0	0,0
Samlet omkostning	10,7	10,7	11,0	9,0	9,0
2025					
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	9,9	10,1	10,1	9,2	9,2
CO2-kvotekøb	2,1	2,6	2,0	0,0	0,0
Samlet omkostning	12,0	12,7	12,1	9,2	9,2
2030					
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	16,0	17,2	15,7	13,1	15,0
CO2-kvotekøb	0,8	1,3	0,9	0,0	0,0
Samlet omkostning	16,8	18,4	16,6	13,1	15,0
2035					
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	20,6	23,4	21,0	16,8	22,0
CO2-kvotekøb	0,7	0,9	0,8	0,0	0,0
Samlet omkostning	21,3	24,3	21,8	16,8	22,0
Samlet omkostning, inkl. CO2-kvoter, mia. kr. 2020 til 2035 (simpel sum)	243,6	264,4	245,9	191,9	220,4
Samlet omkostning, inkl. CO2-kvoter, mia. kr. 2020 til 2035 (2013 netto- nutidsværdi)	115,8	124,1	116,9	91,6	102,1

Note: De modellerede år indgår med vægten 4 i den samlede sum for perioden. Det vil sige at hvert år repræsenterer en 4-års periode i den samlede sum. Netto-nutidsværdien er beregnet med 5 % diskonteringsrate.

I modellen er også indlagt en mere striks tolkning af 100 % VE-målsætningen i 2035, hvor der ikke tillades fossil afbrænding i den danske el- og fjernvarmesektor i 2035 (0 fossil)³⁶. I EU Grøn øges omkostningen i 2035 med 300 mio. kroner pr. år, ved at indføre en striks 0-fossil målsætning i 2035. Den højere omkostning skyldes lidt højere investeringsomkostninger i 2035, drevet af elektriske varmepumper og træpilleudtagsværker. I EU Sort har 0-fossil-målsætningen en højere omkostning på 400 mio. kr. pr. år i 2035, i forhold til VE=Forbrug-målsætningen. Her skyldes den højere omkostning 200 mio. kroners højere investeringer, samt 200 mio. kr. mindre i netto eleksport.

³⁶ Der tillades afbrænding af den fossile fraktion i affald samt forudsættes at spidslastkraftværker skifter fra naturgas til biodiesel eller biogas. Meromkostningen for brændselsskiftet på spidslastværker er ikke indregnet i omkostningerne pga. værkerne stort set ikke bliver brugt.

Tabel 11 Særskilte omkostninger ved 0-fossil målsætning i 2035.

mia. kr.	EU Grøn	EU Grøn, 0-fossil	EU Sort, VE=Forbrug	EU Sort, 0-fossil
2035				
Omkostning, ekskl. CO2-kvoter	20,6	20,9	22,0	22,4
CO2-kvotekøb	0,7	0,7	0,0	0,0
Samlet omkostning	21,3	21,6	22,0	22,4

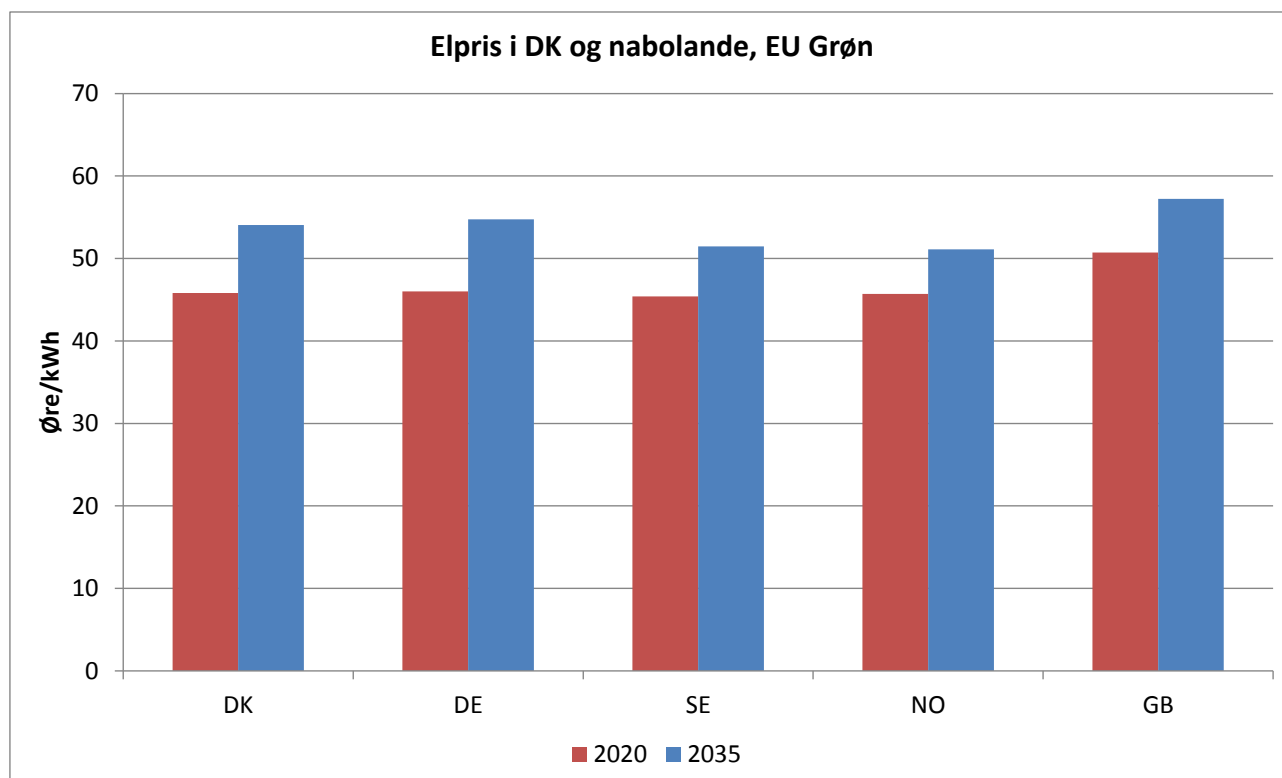
5.3.1 Betydning for konkurrenceevnen

De absolutte omkostninger er ikke et fyldestgørende mål til en illustration af den danske VE-målsætnings betydning for den danske økonomi. Dette skyldes, at den danske konkurrenceevne ikke alene er afhængig af de danske omkostninger, men også hvad der sker i vores nabolande. Nettoelekspoten i sig selv udgør omkring et par mia. kr. på den danske handelsbalance hvert år.

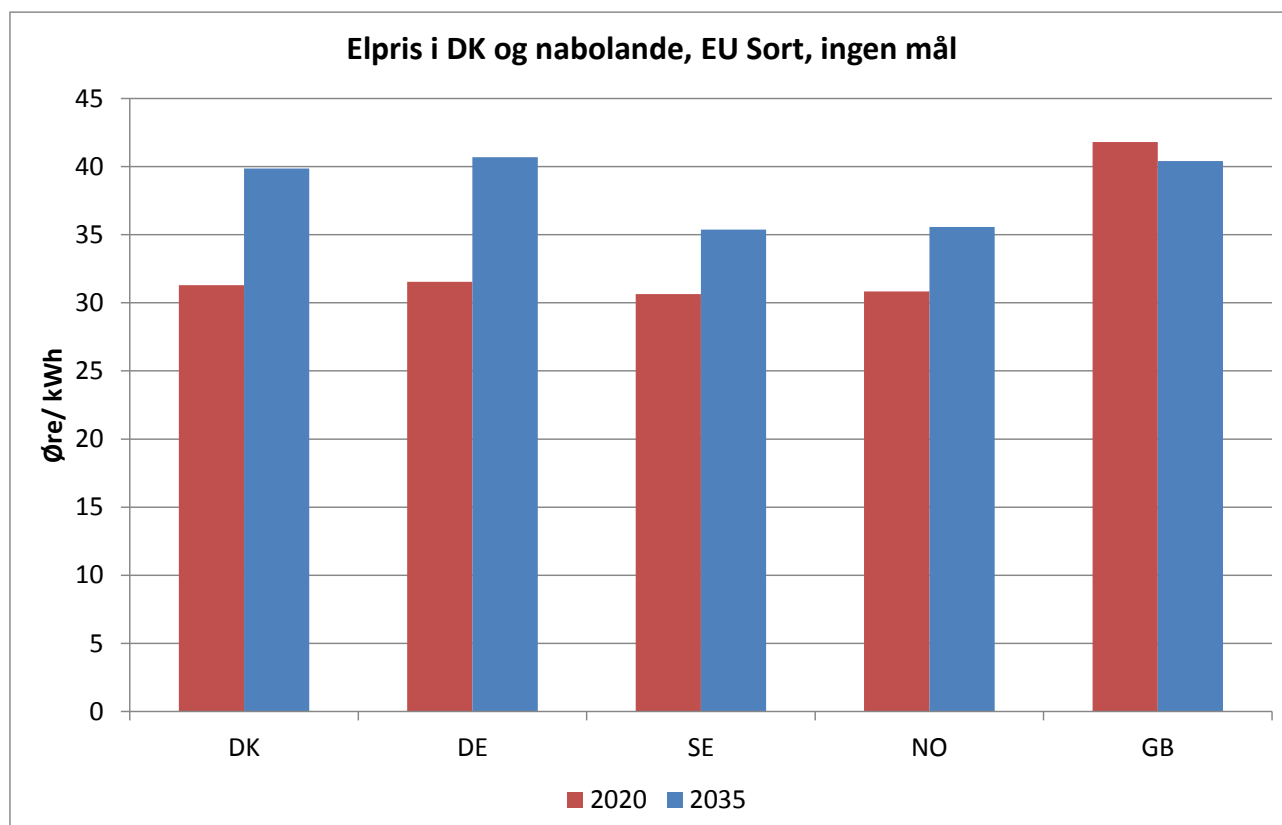
I EU Sort med 100 % VE-målsætning mister Danmark 1,8 mia. kroner i handelsindtægter, grundet de lavere udenlandske markedspriser på el, som vist i omkostningsoversigten.

Uden en dansk VE-målsætning i EU Sort presses den danske netto-eksport af el endnu mere, så det samlede fald i forhold til EU Grøn bliver 2,3 mia. kr. pr. år i 2035. Den danske konkurrenceevne indenfor elsektoren er altså afhængig af den fremtidige CO₂-kvotepris i vores nabolande, da dansk elproduktion ellers taber markedsandele til billig udenlandsk, fossilbaseret elproduktion.

Hele økonomiens konkurrenceevne er samtidigt afhængig af erhvervslivets energiomkostninger. I EU Grøn oplever både Danmark og vores nærmeste samhandelspartnere en stigende markedspris på el i perioden fra 2020 til 2035. Den danske konkurrenceevne presses i forhold til vores nordiske naboer, og Storbritannien, hvor markedsprisen på el stiger noget mindre end den danske. I EU Sort er dette tilfælde mere udtalt, hvor den danske markedspris på el stiger ca. dobbelt så meget som markedsprisen på el i Norge og Sverige, og markedsprisen på el i Storbritannien faktisk falder.

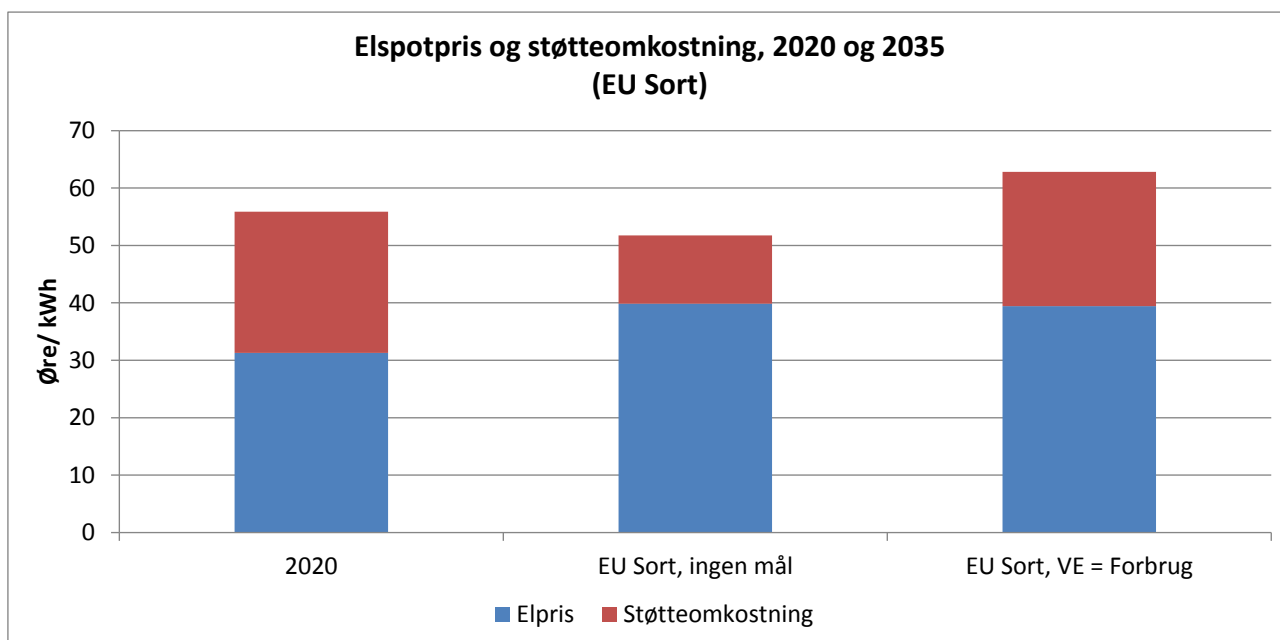


Figur 31 Elspotpris i Danmark og største elsamhandelspartnere, 2020 og 2035, EU Grøn.



Figur 32 Elspot pris i Danmark og største elsamhandelspartnere, 2020 og 2035, EU Sort.

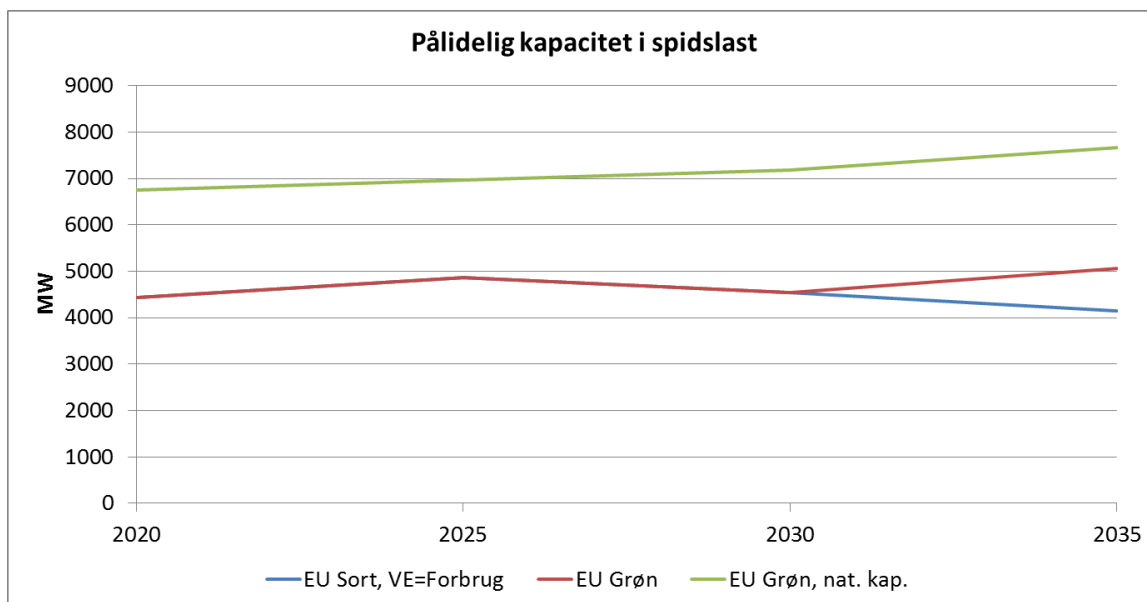
I EU Sort, VE=Forbrug har den danske VE-målsætning en særlig stor betydning for erhvervslivets konkurrenceevne, da der i dette scenarie er et stort støttebehov, som udløser en høj støtteomkostning. Den danske støtteomkostning er, under antagelse af at de nuværende regler fortsættes, en særlig forhindring for de danske industrivirksomheders konkurrenceevne, da industrivirksomheder i eksempelvis Tyskland, i langt højere grad er fritaget for betaling af VE-støtte. I EU Grøn er den danske støtteomkostning 13 øre/kWh i 2035. I EU Sort, ingen mål bliver støtteomkostningen 12 øre/kWh. I EU Sort, VE=Forbrug stiger støtteomkostningen til 23 øre/kWh i 2035, hvilket vil presse konkurrenceevnen for den energiintensive danske industri med yderligere 11 øre/kWh.



Figur 33 Elspotpris og støtteomkostning i Danmark, 2020 og 2035, EU Sort.

5.4 Forsyningsikkerhed

Figur 34 sammenligner den installerede pålidelige elproduktionskapacitet i Danmark, når der kræves, at denne kapacitet skal kunne dække spidslastforbruget i Danmark (National kapacitetsbalance) i forhold til at tillade, at halvdelen af elimportkapaciteten kan benyttes til at dække spidslastforbruget (Regional kapacitetsbalance). Den pålidelige elproduktionskapacitet er beregnet som 95 % af den installerede kapacitet af konventionelle værker og 5 % af den installerede kapacitet af vindkraft.

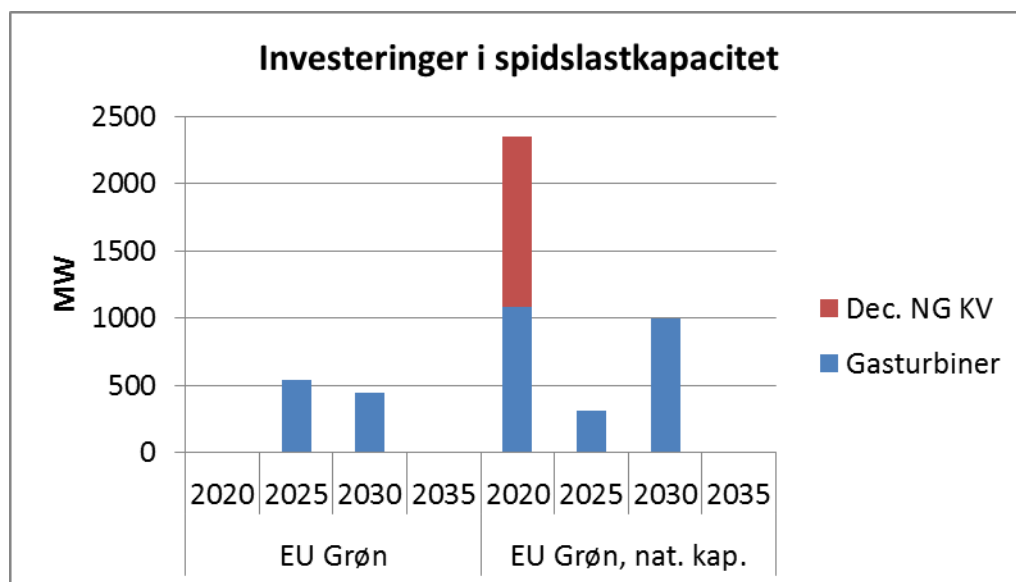


Figur 34 Pålidelig elproduktionskapacitet i Danmark i EU Grøn og EU Sort VE=Forbrug som begge forudsætter et regionalt marked for opfyldelse af kapacitetsbalancen, og i EU Grøn med en national kapacitetsbalance (EU Grøn, nat. kap.). Den pålidelige elproduktionskapacitet er beregnet som den installerede kapacitet af termiske værker vægtet med 0,95 plus den installerede kapacitet af vindkraft vægtet med 0,05.

Figuren viser, at i scenariet med den nationale kapacitetsbalance, udbygges med pålidelig elproduktionskapacitet svarende til væksten i spidslastforbruget. Der investeres derfor massivt i spidslastkapacitet i form af laveffektive open-cycle gasturbiner som vist på Figur 35. Driftstiden på disse værker vil være meget lav, og det er derfor svært at se en attraktiv business case for etablering af disse baseret på priserne i elspotmarkedet. Med de foretagne antagelser er levetidsforlængelse i 2020 af eksisterende naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker (CCGT og gasmotorer) billigere end etablering af nye gasturbiner og derfor levetidsforlænges samtlige af disse værker svarende til ca. 1250 MW elproduktionskapacitet.

I den regionale kapacitetsbalanceligning ligger mængden af pålidelig kapacitet i Danmark mellem 4 og 5 GW i hele perioden i både EU Grøn og EU Sort VE=Forbrug. EU Sort VE=Forbrug har ca. 1 GW lavere pålidelig kapacitet end EU Grøn, idet der satses mere på offshore vindkraft i EU Sort og mere på træpille kraftvarme i EU Grøn. Den pålidelige kapacitet er i begge scenarier højere end spidslastforbruget i Danmark (som er 6,5 GW i 2020 stigende til ca. 7,2 GW i 2035) minus halvdelen af importkapaciteten (9 GW i 2020 stigende til 9,5 GW i 2035). Den pålidelige kapacitet fremkommer pga. kapaciteten har en kapacitetsværdi på det regionale kapacitetsmarked til dækning af det samlede spidslastbehov i regionen samt pga. fjernvarmebehovet, som udløser investeringer i kraftvarme.

Såfremt der udvikles fleksible elforbrugsløsninger som kan reducere deres forbrug i spidslastperioder, vil behovet for, at installere konventionel spidslastkapacitet reduceres. Heri ligger en potentiel meget stor værdi af smart-grid løsninger.



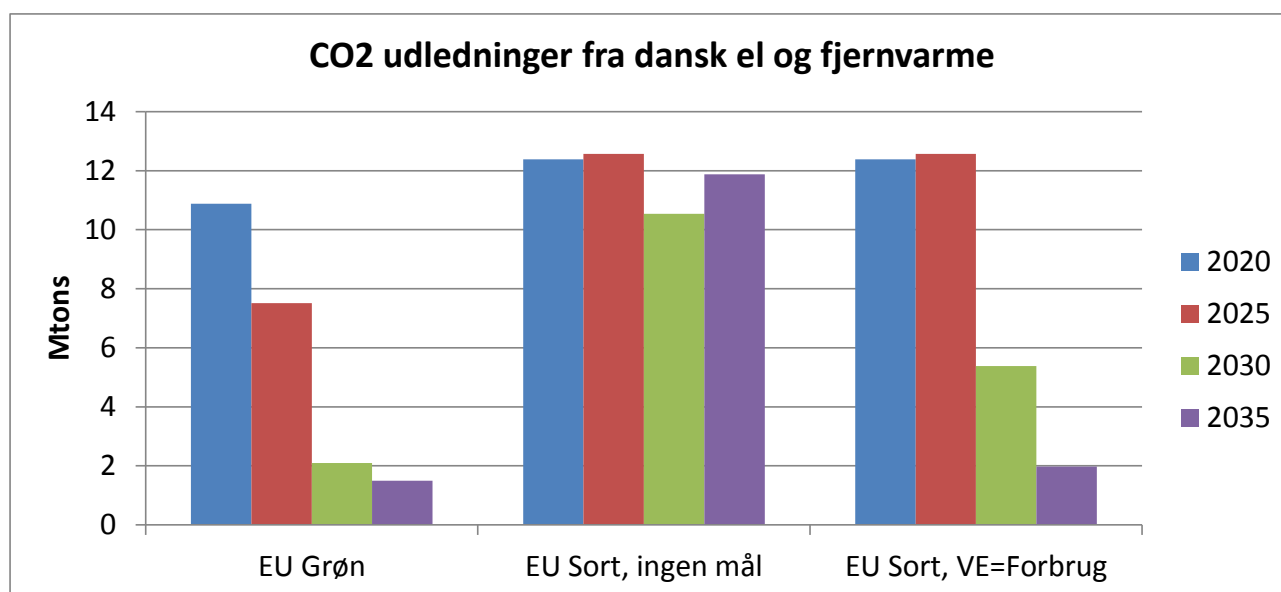
Figur 35 Investeringer i spidslastkapacitet dvs. enten laveffektive open cycle gasturbiner eller levetidsforlængelse af gasmotorer og combined cycle gasturbiner i de decentrale kraftvarmeområder.

5.5 Klima og ressourcer

5.5.1 Dansk CO₂-udledning fra el- og fjernvarmeproduktion

De ringe økonomiske forhold for varmeproduktion på naturgas (både kedler og kraftvarme) fører i alle scenarier til, at varmeproduktion bliver erstattet med biomasse eller varmepumper. Derfor kommer CO₂ udledningerne i perioden 2020-2035 stort set udelukkende fra afbrænding af kul og - i mindre grad - affald.

Lukningen af de centrale kulkraftvarmeverker omkring 2030 giver mulighed for et stort fald i danske CO₂-udledninger fra el- og fjernvarmesektoren. På grund af de stigende kvotepriser i EU Grøn bliver kulkondens mindre attraktivt allerede i 2025 og i 2030 bliver der ikke længere brændt kul af, da kondenselproduktion på træpiller er mere attraktivt med de anvendte forudsætninger. I slutningen af perioden udgør CO₂ emissioner fra affald langt størstedelen af de resterende emissioner (1,4 Mtons ud af 1,5 Mtons i 2035). Ved fraværet af nationale mål fastholdes udledningsniveauet i EU sort, idet der reinvesteres i kulkraftværker. Ved et nationalt mål om 100 % VE reduceres kulkondensdriften først fra 2030, og i 2035 er kul stort set udfaset.



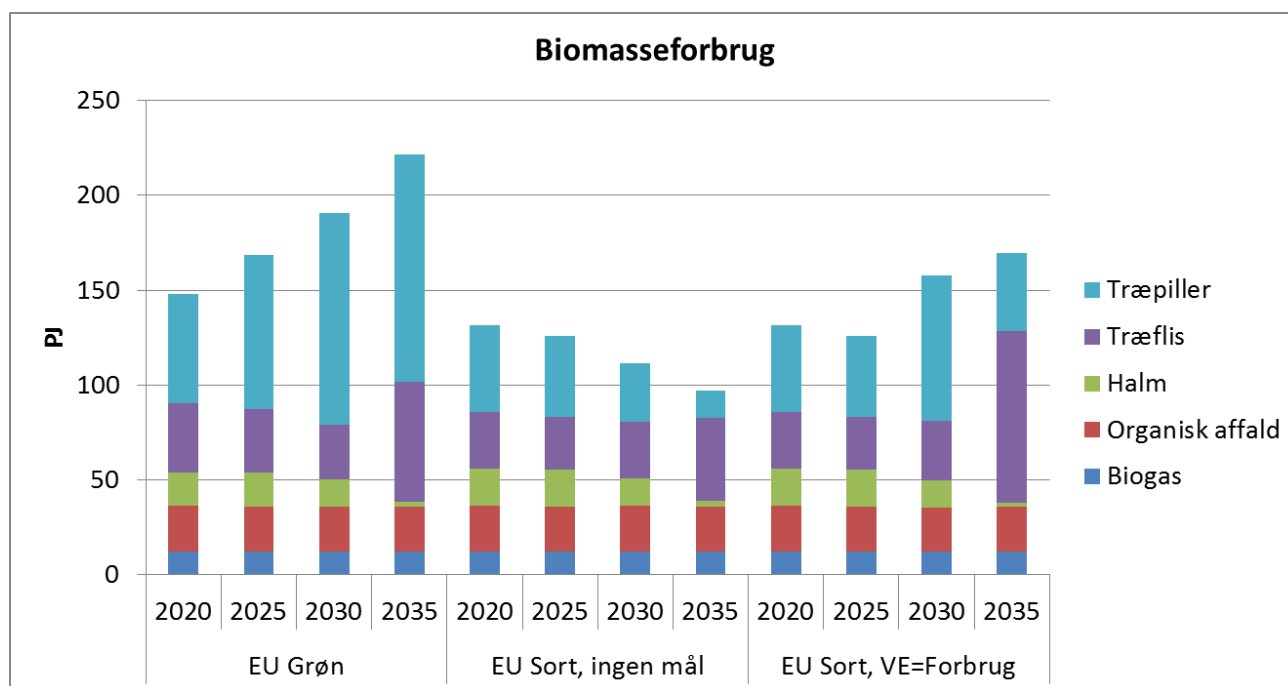
Figur 36 CO₂-udledninger fra dansk el- og fjernvarmeproduktion, 2020 – 2035.

5.5.2 Forbruget af biomasse

Den forholdsvis store elproduktion på træpiller i EU Grøn scenariet fører til et stort træpilleforbrug i Danmark. Elproduktionen på træpiller er jævnt stigende i alle årene (inkl. 2035, hvor der reinvesteres i træpillekraftvarme) fra 6,6 TWh i 2020 til 15,3 TWh i 2035, heraf stiger andelen af kondenselproduktionen fra 1,6 til 6,7 TWh.

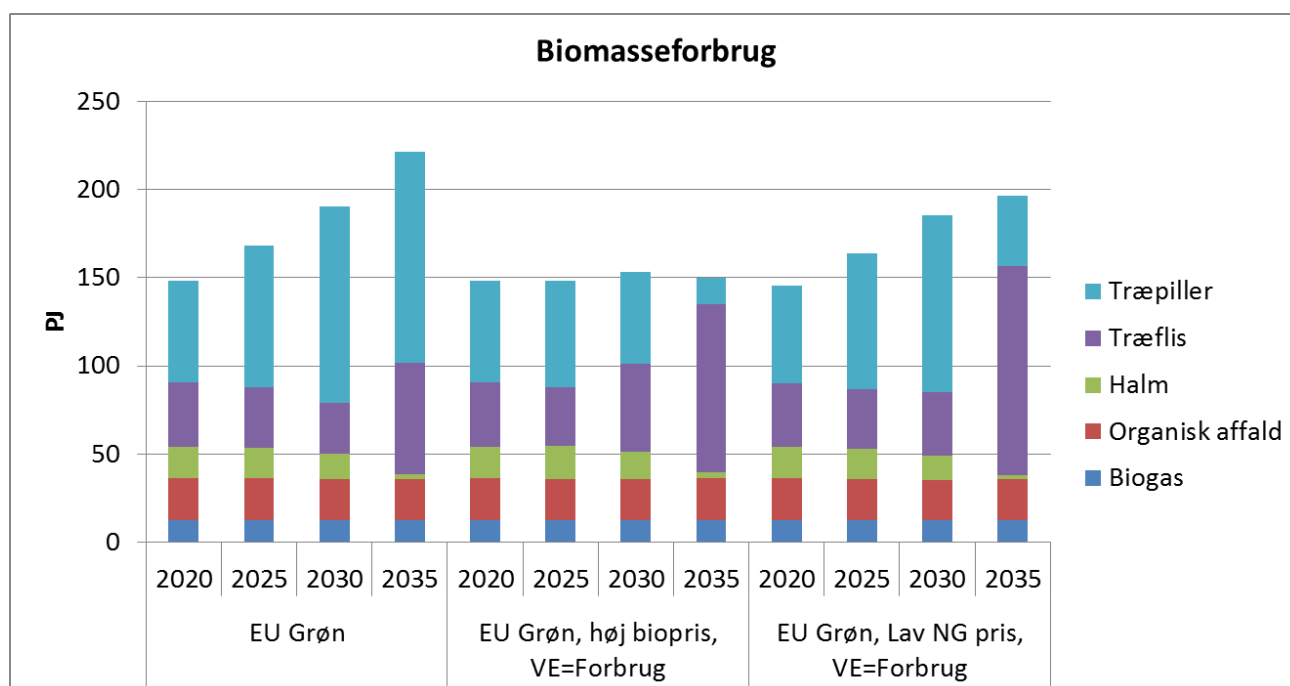
Som det fremgår af Figur 37, stiger biomasseforbruget i EU Grøn fra knap 150 PJ i 2020 til over 220 PJ i 2035, hvor træpiller udgør over halvdelen. I EU sort er markedspriserne på el lavere, og derfor er træpillekondens langt mindre attraktivt. Ved fraværet af nationale mål udfases brugen af træpiller stort set

frem mod 2035, mens biomasseforbruget øges væsentligt i 2030 i EU Sort, VE=Forbrug, idet der investeres i træpillekraftvarmeværker til erstatning af de centrale kulfyrede værker. I 2035 vælges træfliskraftvarme frem for træpillekraftvarme til erstatning af de biomassekonverterede værker, og forbruget af de to bytter derfor plads. Det samlede biomasseforbrug lander her på 170 PJ, altså over 50 PJ lavere end i EU Grøn, hvilket primært skyldes de ekstra 7,1 TWh offshore vind i EU Sort, VE=Forbrug.



Figur 37 Biomasseforbrug i Danmark i de tre scenarier med basisbrændselspriser.

Figur 38 viser effekten af højere brændselspriser på biomasse. Hvis biomasseprisen stiger, fastholdes biomasse mængden på ca. 150 PJ, mens en lav naturgaspris kun i begrænset omfang er en hindring for at få god økonomi i at køre kondensdrift på træpiller. Konkurrenceforholdet mellem træpiller og kul påvirkes nemlig ikke her, og det er det, der har størst betydning. Reduktionen i markedspriser på el som følge af lavere gaspriser gør det dog lidt mindre attraktivt at producere i kondensdrift. Når der skal reinvesteres i 2035, medfører de lavere markedspriser på el, at det bedre kan betale sig at satse på træfliskraftvarme, der har en lavere elvirkningsgrad, men højere varmevirkningsgrad. I dette scenarie ender biomasseforbruget dog på næsten 200 PJ i 2035.



Figur 38 Biomasseforbrug i Danmark i følsomhedsberegningerne på brændselspriser.

6 Sådan har vi regnet

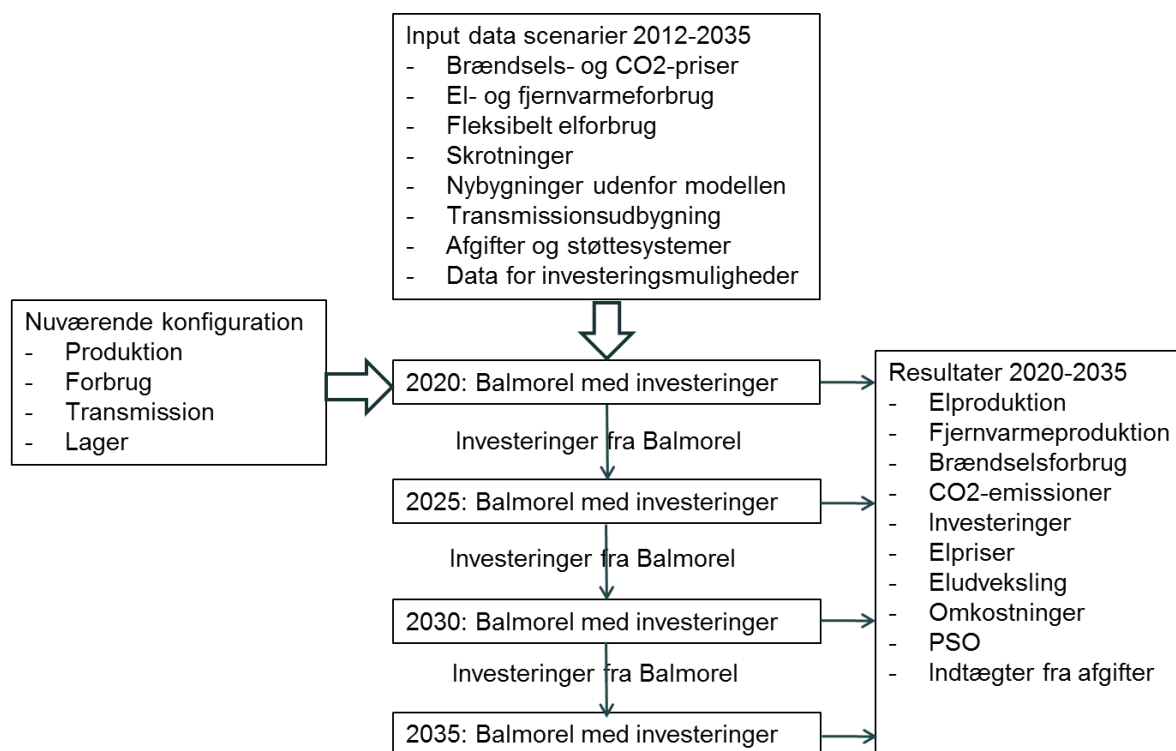
6.1.1 Sådan har vi lavet beregningerne

Analysen er baseret på en avanceret modellering af el- og fjernvarmesystemerne med Balmorel-modellen (www.balmorel.dk). Modellen minimerer, time-for-time, omkostningerne ved el- og fjernvarmeproduktion i det modellerede område. Modelområdet er opdelt i regioner, som igen er opdelt i fjernvarmeområder. Elproduktion og elforbrug balanceres time-for-time i hver region med indregning af eludveksling med andre regioner. I hvert fjernvarmeområde balanceres varmeproduktion og forbrug time-for-time.

Modellen beregner for hver time:

- El- og/eller varmeproduktion på hver enhed i modellen
- Opladning og afladning af varmelagre
- Eludveksling mellem regioner
- Markedsprisen på el i hver region (beregnet som skyggeværdien af elbalanceligningen)
- Varmeprisen i hvert fjernvarmeområde (beregnet som skyggeværdien af varmebalanceligningen)

Modellen beregner for hver uge: Mængden af vand i vandkraftmagasinerne i hver region (afhængig af vandtilstrømning og vandkraftproduktion)



Figur 39 Overblik over samspillet mellem datainput, Balmorelkørsler og modelresultater. Datainputtet er opdelt i data for den nuværende (2012) konfiguration af el- og fjernvarmesystemerne, og scenariedata for perioden 2012-2035. For hvert scenarie foretages fire Balmorelkørsler for årene 2020, 2025, 2030 og 2035. Investeringer foretaget af modellen i et tidligere år (f.eks. 2020) overføres til modelkørslerne i fremtidige år (f.eks. 2025). For hver modelkørsel gemmes en lang række resultater som bruges til at beregne omkostninger, PSO og andre nøgleresultater.

Balmorelmodellen bygger nye kraftværker eller varmekedler, når det minimerer de samlede omkostninger indenfor året. Da investeringsmodellen er beregningstung, er modellen blevet kørt med 7 uger, dvs. 1176 tidsskridt, som er blevet udvalgt til at repræsentere variationen i VE-produktion og forbrug over året så godt som muligt.

6.1.2 Modellering af kapacitetsbalance

Modellen sikrer, at elforbruget altid kan opfyldes i alle timer i alle år ved at opstille den nødvendige kapacitet, således at strømmen leveres billigst muligt (inklusive investeringsomkostninger). Såfremt der ikke indlægges en særlig sikring af kapacitetsbalancen, vil omkostningen til denne kapacitet tilfalde elbalanceligningen (altså elproduktion + netto-import = forbrug) i modellen, hvilket resulterer i ekstremt høje markedspriser på el i de enkelttimer, som udløser den nødvendige kapacitetsinvestering.

I modellen er dette imødekommet ved at indlægge kapacitetsligninger, som sikrer at elproduktionskapaciteten dækker spidslasten. To versioner af disse ligninger er brugt i modelkørslerne:

Regional kapacitetsbalance:

En regional kapacitetsbalanceligning, hvor kapacitetsværdien af den samlede installerede elkapacitet summeret over alle lande dækker det simultane maksimalforbrug over alle lande tillagt 5 % (10-årsvinter).

I kombination med

En national kapacitetsbalanceligning, hvor kapacitetsværdien af den installerede elkapacitet i hvert enkelt land plus halvdelen af elimportkapaciteten til landet skal kunne dække maksimalforbruget i landet tillagt 5 % (10-årsvinter).

National kapacitetsbalance:

En national kapacitetsbalanceligning, hvor kapacitetsværdien af den installerede elkapacitet i hvert enkelt land skal kunne dække maksimalforbruget i landet tillagt 5 % (10-årsvinter).

Vind tildeles en kapacitetsværdi på 5 % af den installerede effekt, konventionelle værkers kapacitetsværdi er 95 % af installeret effekt, solceller har en kapacitetsværdi på 0.

Den regionale kapacitetsbalance kan tolkes som om, at landene i modellen samarbejder om sikring af den nødvendige produktionskapacitet, og nyinvesteringer der bidrager til kapacitetsbalancen modtager en særskilt betaling (som set i dag via tvangskørsel, reservekraftbetalinger mv.).

Den nationale kapacitetsbalance kan tolkes som, at hvert land sikrer sin egen kapacitetsbalance, uden at være afhængig af udlandet.

Kapacitetsligningerne betyder, at modellen kan vælge at investere i elproduktionskapacitet, som ikke nødvendigvis vil være rentable på markedsvilkår, såfremt der ikke indføres et konkret kapacitetsmarked. Uden en kapacitetsbetaling kan elproduktionskapaciteten i virkeligheden udvikle sig mere negativt end der ses i modellens scenarier.

6.1.3 Hvad har vi beregnet: Beskrivelse af målepunkter

Afsnittet giver en vejledning i, hvorledes analysens centrale målepunkter er beregnet, og hvilke elementer der henholdsvis inkluderes og ekskluderes. Der er lagt vægt på beskrivelse af de målepunkter, som har et komplekst indhold, der ikke er umiddelbart selvforklarende.

Elspot-pris

Den gennemsnitlige pris på elspot-markedet. Den gennemsnitlige elspotpris er beregnet som den time-forbrugsvægtede markedspris på el på spotmarkedet. Elspotprisen på timeniveau er lig med skyggeprisen på elforbrugsligningen, og giver dermed prisen på den sidst leverede kWh, svarende til det kendte elspotmarked med marginalprissætning.

Omkostninger

Analysen kvantificerer de danske omkostninger for hvert scenarie, i hvert enkelt år, målt i faktorpriser. Omkostningerne indeholder de omkostninger til el- og fjernvarmeproduktion, som medgår til brændselskøb, drift og vedligehold samt ny-investering i produktionskapacitet. Afgifter, støtte og køb af CO₂-kvoter indgår i modellens investerings- og driftsbeslutninger, hvilket betyder at eventuelle, direkte forvriddningstab fra støtte- og afgifter indgår i modellen. Værdien af afgifter og tildeling af støtte indgår ikke i omkostningerne, da afgifter og tildeling af støtte ikke repræsenterer et dansk ressourceforbrug, men alene en overførsel mellem stat og selskaber. Indkøb af CO₂-kvoter til dansk el- og fjernvarmeproduktionen indgår i de danske omkostninger. Netto-eksporten af el fra Danmark til udlandet, samt flaskehalsindtægterne på transmissionslinjerne, anses som en dansk indtægt, og indregnes derfor som en negativ omkostning. De danske flaskehalsindtægter er opgjort som 50 % af de samlede flaskehalsindtægter på transmissionslinjerne mellem Danmark og udlandet.

De beregnede omkostninger udgøres dermed af

- Samlede brændselsomkostninger i alle danske værker +
- Variable driftsomkostninger i danske værker +
- Faste driftsomkostninger i danske værker +
- Annuiserede omkostninger til ny-investeringer i Danmark +
- CO₂-kvotekøb –
- Netto-eksport af strøm-
- Flaskehalsindtægter

Ny-investeringer medtager ikke omkostninger til affaldsforbrændingsanlæg, samt re-investering i spidslastkedler. Disse investeringer er indlagt eksogent i modellen, og er derfor ens på tværs af scenarier. Faktorpriser for variable driftsomkostninger, faste driftsomkostninger og annuiserede omkostninger er i væsentlig grad baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog.

Da omkostninger ikke indeholder faste udgifter til eksisterende værker og re-investering i affaldsforbrændingsanlæg og spidslastkedler, som er ens på tværs af scenarier, tjener

omkostningsberegningen til sammenligning på tværs af scenarier, men er ikke konkret sammenlignelig med regnskabsmæssige begreber i den nuværende energisektor.

6.1.3.1 Støtte-behov: Dansk PSO-omkostning

Baseret på modellens resultater, beregnes et udtryk for forskellen i PSO-omkostning imellem de enkelte scenarier, opgjort pr. år. De beregnede PSO-omkostninger indeholder produktionsstøtten til biomassebaseret elproduktion, uafhængigt af markedsprisen på el. Støtteordningerne til biomassebaseret elproduktion er fastholdt på 15 øre/kWh i løbende priser, og deflateres til følgende satser i faste priser (2011)

	2020	2025	2030	2035
Støttesats, øre/kWh, faste priser	12,6	11,4	10,3	9,3

Støtten til offshore-vindmøller og solcelleanlæg beregnes ud fra en antagelse om en "markedsperfekt PSO". I den markedsperfekte PSO til offshore-vindmøller og solcelleanlæg, faststøttes støtteniveauet således, at anlæggene får dækket deres kapital- og driftsomkostninger, fratrukket elsalget. Dvs. det støtteniveau, som netop gør investeringen rentabel.³⁷

I dagens marked afregnes nuværende onshore-landvindmøller efter forskellige tilskudssystemer afhængigt af opførelsesåret.

I modellen antages, at alle onshore vindmøller afregnes efter den nuværende støtteordning til nybyggede onshore-vindmøller.

Støtten til onshore-vindmøller pr. produceret kWh er 58 øre/kWh minus den produktionsvægtede, gennemsnitlige markedspris på el for landvindmøllernes elproduktion, opgjort pr. månedsniveau (støtteniveauet kan dog ikke blive negativt). Dette støttesystem er baseret på den gennemsnitlige markedspris på el for landvindmøllernes elproduktion pr. måned. Af beregningstekniske årsager indgår den årlige gennemsnitspris til PSO-beregning i modellen, med baggrund i, at modellen er baseret på 7 ugeprofiler pr. år.

I den nuværende støtteordning fastholdes elpris-knækket for støtte til onshore-landvindmøllers elproduktion på 58 øre/kWh i løbende priser. De 58 øre deflateres i modellen til følgende satser i fastepriser (2011)

	2020	2025	2030	2035
Støttesats, øre/kWh, faste priser	48,5	44,0	39,8	36,1

³⁷ Kapitalomkostningen er beregnet ud fra en økonomisk levetid på 20 år og 8 % realrente.

Den særskilte PSO-omkostning til biogas indgår ikke i beregningen, pga. stor usikkerhed om disse omkostninger.

6.1.3.2 VE-andel i el- og fjernvarme

Den samlede VE-andel i el- og fjernvarmesektoren beregnes som den samlede danske, el- og fjernvarmeproduktion, baseret på vedvarende energi, divideret med det samlede el- og fjernvarmeforbrug i Danmark. I tillæg hertil beregnes VE-andel i henholdsvis el og fjernvarmen. VE-andelen i elsektoren beregnes relativt til det samlede elforbrug, inklusive elforbrug til varmepumper.

6.2 Fælles antagelser på tværs af scenarier

1. Der reinvesteres automatisk i affaldsfyrede anlæg og spidslastkedler i fjernvarmesystemet, således at kapaciteten af disse er uændret gennem hele beregningsperioden.
2. Der kan i de fleste scenarier investeres frit i teknisk relevante teknologier og brændsler³⁸. Dette betyder implicit, at projektbekendtgørelsens krav om fortsat brug af kraftvarme bortfalder.
3. Alle naturgasmotorer skrottes, når grundbeløbet bortfalder, såfremt der ikke reinvesteres i dem. Reinvesteringsomkostningen er sat til 25 % af omkostningen til en etablering af et nyt gasmotoranlæg, og giver gasmotoren yderligere 20 års levetid.
4. Der er regnet med et forretningskrav på 8 % i faste priser over 20 år. Dette svarer meget godt til kommercielle aktørers forretningskrav, men er væsentligt højere end, hvad kommunale aktører bruger.
5. Biomasse støttes med 15 øre/kWh i scenariet med det nuværende afgiftssystem. For at sikre lige konkurrence modtager havvind også dette tilskud, selvom havvind i praksis bliver tildelt støtte på baggrund af udbud.
6. Affaldskraftvarmes minimumsproduktion er sat til 70 % af den installerede kapacitet (hvilket i enkelte områder medfører bortkøling af varme i visse timer om sommeren pga. manglende varmegrundlag).
7. 55 % af energiindholdet i Affald regnes som vedvarende energi i modellen (i overensstemmelse med Energistyrelsens metode). Kravet om fossilfrihed gælder dog ikke den fossile del af affaldet i de kørsler, hvor el- og fjernvarmeproduktion skal være helt fossilfri.
8. Fuld tilgængelighed på alle transmissionslinjer.
9. De nuværende havvindmølleparker (inkl. Anholt under opførelse) lever gennem hele perioden. Dette svarer til, at der automatisk reinvesteres i de havvindmølleparker, der på nuværende tidspunkt er opført, når deres levetid engang udløber. Dette drejer sig primært om Horns Rev 1 og 2 samt Rødsand 1 og 2, der alle forventeligt lukker før 2035. Anholt holder muligvis helt til 2035.
10. Der er ikke nogen forskel på brændselsprisen til små decentrale værker og store centrale. I praksis betaler små værker højere distributionstariffer end de store aftagere.

³⁸ Der er lavet en vurdering af hvilke teknologier der kunne tænkes at være relevante i de forskellige områder. Der er f.eks. ikke mulighed for at investere i træfliskraftvarme i små decentrale kraftvarmeområder, da varmegrundlaget i disse er utilstrækkeligt til at der kan bygges et anlæg med fornuftige specifikke kapitalomkostninger og virkningsgrader.

6.3 Datakilder

I analysen er nedenstående kategorier af data-input anvendt. Datareferencer gennemgås for hver underkategori og fuld kildereference markeret med [nr.] findes til sidst i afsnittet.

Forbrug tidsprofiler årligt forbrug	VE tidsprofiler kapaciteter	Termisk Kapaciteter Tek. og øko. data	Transmission Kapaciteter	Økonomiske og teknologiske data
1. Elforbrug	4. Vindkraft	8. Termiske kraftvarmeværker og varmekedler	10. Transmissions- forbindelser	11. Brændsler
2. Fleksibelt elforbrug	5. Solceller	9. Varme- og ellagre		12. Afgifter og støttesystemer
3. Varmeforbrug	6. Solvarme			13. Investerings- og driftsomkostninger
	7. Vandkraft og pumpekraft			14. CO2 pris

6.3.1 Forbrug – tidsprofiler og årligt forbrug

1. Elforbrug. I Danmark er Energinet.dks analyseforudsætninger 2013-2035 anvendt til fremskrivning af elforbrug.³⁹ Elforbrugsprofilen er på baggrund af historiske elforbrugsdata fra Energinet.dks hjemmeside. I andre lande er elforbrugsprofilen taget fra ENTSO-E historiske data for 2011⁴⁰, mens prognose for fremskrivning af elforbruget er på baggrund af ENTSO-E⁴¹. Alle data er korrigeret for nettab.

2. Fleksibelt elforbrug. Fremskrivning af antal elbiler i Danmark på baggrund af analyse fra Energinet.dks analyseforudsætninger 2013-2035. Tallene er skaleret til andre lande således, at elbilerne udgør den samme andel af personbilerparken i disse lande som i Danmark. Profil for opladning af elbiler er lavet ud fra simuleringsmodel fra Green eMotion⁴² og egne antagelser. Individuelle varmepumpers forbrug er en del af fremskrivning af elforbruget fra Energinet.dks analyseforudsætninger. Modellen investerer i store varmepumper i fjernvarmen, når det er økonomisk optimalt. Elforbruget til disse bestemmes af modellen.

3. Varmeforbrug. I Danmark er varmemeforbrugsprofilen bestemt vha. temperaturtidsseriedata fra København og Århus, og der er for andre lande anvendt repræsentative temperaturprofiler⁴³. Kraftvarmeforbruget i Danmark er opsplittet og estimeret i 28 områder ud fra Energistyrelsens Energiproducenttælling, 2011⁴⁴. Kraftvarmeforbruget i andre lande er ligeledes opsplittet og estimeret efter type ud fra diverse opgørelser fra nationale myndigheder samt brancheorganisationer, bl.a. AGFW for tysk kraftvarme⁴⁵.

³⁹ Energinet.dk, 2012

⁴⁰ Entso-E, 2011a

⁴¹ ENTSO-E, 2012a

⁴² Dansk Energi mfl., 2013

⁴³ METAR

⁴⁴ Energistyrelsen, 2011b

⁴⁵ AGFW, 2011

6.3.2 VE tidsprofiler og kapaciteter

4. Vindkraft. Offshore vind profiler baseret på time-for-time tidsserier for vindhastigheder fra DTU Wind Energy⁴⁶ for Nordeuropa og konverteret ved brug af en model-effektcurve. Onshore vindprofiler på time-niveau hentet for 2011 fra nationale TSO'er og skaleret med den installerede kapacitet. Onshore vindprofilerne er korrigeret til et højere antal fuldlasttimer vha. effektkurver.

Prognose for installeret onshore vindkraftkapacitet i Danmark er ud fra Energinet.dks analyseforudsætninger 2013-2035.⁴⁷ I andre lande er vindkapaciteten frem til 2020 fastlagt på baggrund af National Renewable Energy Action Plans (NREAP). Nuværende og fremtidig vedvarende energi kapacitet indtil 2020 er baseret på EU medlemslandenes indmeldte National Renewable Energy Action Plans Dette dækker data for solceller, onshore og offshore vind, vandkraft og pumpekraft.⁴⁸ Scenarier for udbygning af vindkraftkapacitet 2020-2035 er taget fra European Wind Energy Association (EWEA).⁴⁹

5. Solceller. Solcelle produktionsprofiler er hentet fra de fire tyske TSOers hjemmeside og fordelt på de forskellige lande, da det ikke var muligt at finde data for andre lande end Tyskland. Prognose for installeret solcellekapacitet i Danmark er ud fra Energinet.dks analyseforudsætninger 2013-2035 for perioden indtil 2020. I andre lande er forventet kapacitetsudbygning frem til 2020 på baggrund af NREAP. Fortsat kapacitetsudbygning efter 2020 er scenarie-afhængigt. I scenariet 'VE Ekspansion' benyttes prognose for udbygning af solcellekapacitet 2020-2035 fra European Photovoltaic Industry Association (EPIA).⁵⁰

6. Solvarme. Solvarme profiler for hhv. Vest- og Østdanmark er taget fra Strandby og Jægerspris Fjernvarme.⁵¹

7. Vandkraft og pumpekraft. Data for nuværende vandkraft og pumpekraftkapacitet er sammensat af mange datakilder for vandkraft og pumpekraft i Norden og Tyskland, Schweiz, Østrig, Frankrig. De væsentligste er NREAPs, Eurelectric⁵² samt ENTSO-Es country packages.

6.3.3 Termiske kapaciteter og tekniske og økonomiske data for eksisterende værker

8. Kraftvarmeværker og varmekedler. I Danmark er tekniske oplysninger samt kapaciteter for kraftværker og varmekedler ud fra Energistyrelsens "Energiproducenttælling 2011", samt diverse offentlig tilgængelig kraftværkoplysninger og kommunale varmeplaner. Platts database for eksisterende termiske anlæg i Nordeuropa er anvendt for anlæggenes tekniske kapacitet og alder.⁵³ Desuden er Eurelectric, VGB PowerTech, IEA etc. benyttet som supplerende referencer.

9. Varme- og ellagre. I Danmark stammer oplysninger om varme- og ellagre fra "Energiproducenttælling 2011".

⁴⁶ DTU, 2012

⁴⁷ Energinet.dk, 2012

⁴⁸ EU Kommissionen, 2010

⁴⁹ EWEA, 2011

⁵⁰ EPIA, 2012

⁵¹ Dansk Fjernvarme et al.

⁵² Eurelectric, 2011

⁵³ PLATTS

6.3.4 Transmission

10. Transmissionsforbindelser. Nuværende information om eksisterende transmissionslinjer stammer fra ENTSO-E Net Transfer Capacity (NTC) Matrix⁵⁴ og NordPool Spot.⁵⁵ Udbygning af transmissionsforbindelser er i Danmark ud fra Energinet.dks analyseforudsætninger 2013-2035, samt tilføjet DK-UK kabel fra 2020. I andre lande er transmissionsforbindelser scenarier på baggrund af ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan 2012.⁵⁶

6.3.5 Økonomiske og teknologiske data

11. Brændsler. Fremtidige brændselspriser er på baggrund af Energistyrelsens ,Danmarks Energifremskrivning 2012⁵⁷, samt IEA World Energy Outlook. Prisen på brunkul og tørv er sat til en tredjedel af stenkul.

12. Afgifter og støttesystemer. Afgifter og støttesystemer for Danmark ud fra eksisterende regler fra Skatteministeriet [18]. Desuden er lavet egne antagelser for forsyningssikkerhedsafgift på fossile- og biomassebrændsler. Nationale afgifter og støttesystemer for andre lande er baseret på DG Energy, Excise Duty Tables, January 2013.⁵⁸

13. Investerings- og driftsomkostninger. Omkostningsdata for fremtidig el- og varmeproduktionsteknologi er taget fra Energistyrelsens Teknologikatalog⁵⁹, hvor specifik investering samt variabel og fast O&M er angivet fra 2015-2050. Estimer for solvarme er fundet i Varmeplan Danmark 2010.⁶⁰

14. CO₂-pris. I EU Grøn er CO₂-kvoteprisen taget som et gennemsnit af CO₂-kvotepriserne i de forskellige dekarboniseringsspor i "EU Energy Roadmap 2050"

⁵⁴ ENTSO-E, 2011b

⁵⁵ Nord Pool

⁵⁶ ENTSO-E, 2012b

⁵⁷ Energistyrelsen, 2012b

⁵⁸ DG TAXUD, 2013

⁵⁹ Energistyrelsen, 2012c

⁶⁰ Aalborg Universitet, 2011

6.4 Referencer

AGFW, 2011	AGFW, 2011 "AGFW – Hauptbericht 2010" http://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/
AT Kearney, 2011	AT Kearney, 2011 "The future of the European gas supply"
Dansk Energi mfl., 2013	Dansk Energi, DEFU, Simuleringsmodel til Green eMotion, 2013 http://www.greenemotion-project.eu/
Dansk Fjernvarme et al.	Dansk Fjernvarme et al., www.solvarmedata.dk
DG TAXUD, 2013	DG Tax, 2013 "Excise Duty Tables, Part II – Energy Products and Electricity"
DTU, 2012	DTU Wind Energy, 2012, Offshore Wind Power Data. Tidsserier for vindhastigheder anvendt til bl.a. Twenties projektet WP16.1, 2012
Energiaftalen, 2012	Aftale mellem regeringen (Socialdemokraterne, Det Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti) og Venstre, Dansk Folkeparti, Enhedslisten og Det Konservative Folkeparti om den danske energipolitik 2012-2020
Energinet.dk, 2012	Energinet.dk, 2012 "Energinet.dks analyseforudsætninger 2013-2035"
Energinet.dk, 2013	Energinet.dk, 2013 "Energinet.dks analyseforudsætninger 2013-2035"
Energistyrelsen, 2011a	Energistyrelsen, 2011 "Energistatistik 2011"
Energistyrelsen, 2011b	Energistyrelsen, 2011 "Energiproducenttælling 2011"
Energistyrelsen, 2012a	Energistyrelsen, 2012 "Oversigt over afregningsregler mv. for elproduktion baseret på vedvarende energi (VE)
Energistyrelsen, 2012b	Energistyrelsen, 2012 "Danmarks Energifremskrivning 2012"
Energistyrelsen, 2012c	Energistyrelsen, 2012 "Technology data for energy plants"
ENTSO-E, 2011a	ENTSO-E, 2011 "Hourly load values for all countries for a specific month", 2011 data, https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mhlv-all-countries-for-a-specific-month/

ENTSO-E, 2011b	ENTSO-E, 2011 NTC Matrices 2010-2011, https://www.entsoe.eu/publications/market-and-rd-reports/ntc-values/ntc-matrix/
ENTSO-E, 2012a	ENTSO-E, 2012 "Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012-2030"
ENTSO-E, 2012b	ENTSO-E, 2012b "Ten-Year Network Development Plan 2012"
EPIA, 2012	European Photovoltaic Industry Association, 2012 "Connecting the sun" http://www.epia.org/news/publications/connecting-the-sun/
EU Kommission, 2010	EU Kommissionen, 2010 "National Renewable Energy Action Plans" http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm
EU Kommissionen, 2008	EU Kommissionen, 2008 http://ec.europa.eu/commission_2010-2014/hedegaard/headlines/topics/package_da.htm
EU Kommissionen, 2011	EU Kommissionen, 2011 "Energy Roadmap 2050"
Eurelectric, 2011	Eurelectric, 2011 "Power Statistic 2011" http://www.eurelectric.org/PowerStats2011/Facts.asp
EWEA, 2011	European Wind Energy Association (EWEA) et al, 2011 "OffshoreGrid: Offshore Electricity Infrastructure in Europe" http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/OffshoreGrid_report.pdf
FAO 2007	FAO 2007, "Wood resources availability and demand"
IEA Bioenergy, Task 40	http://www.bioenergytrade.org/
IEA, 2012(a)	IEA, 2012 "Medium term gas market report 2012, BP Statistical Review 2012"
IEA, 2012(b)	IEA, 2012 "World Energy Outlook 2012"
Lamers et al, 2011	Lamers et al, 2011 "Developments in international solid biofuel trade"
Lamers et al., 2013	Lamers et al., 2013 "The 'debt' is in the detail: a synthesis of recent temporal forest carbon analyses on woody biomass for energy"
METAR	METAR temperatur data for respektive lufthavne i Europa. Downloaded fra http://www.wunderground.com/history/
Nord Pool	Nord Pool Spot, http://umm.nordpoolspot.com/#!/infra/connections
PLATTS	PLATTS database http://www.platts.com/products/worldelectricpowerplantsdatabase

Projektbekendtgørelsen, 2013	Bekendtgørelse om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg af 15. april 2013.
Pöyry, 2010	Pöyry, 2010 "Biomass pellet prices – Drivers and outlook"
Pöyry, 2011	Pöyry, 2011 "Global pellet market outlook to 2020"
SKAT, 2013(a)	SKAT, 2013 "Ændring af afgiftssatserne på fossile brændsler pr. 1. februar 2013"
The Economist, 2012	The Economics, 14. jul 2012 "LNG – A liquid market"
Vores Energi, 2011	Energiudspillet 'Vores energi' - regeringens oplæg til forhandlingerne om energiaftalen for 2012-2020 http://www.ens.dk/politik/dansk-klime-energi-politik/regeringens-klime-energi-politik/vores-energi
Aalborg Universitet el al., 2011	Aalborg Universitet el al., 2011 "Varmeplan Danmark 2010"