



# Roadmap for elektrificering i Danmark

## Scenarierapport

Februar 2020

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse  
Gammeltorv 8, 6. tv.  
1457 København K  
T: 60 39 17 16  
E-mail: [info@eaea.dk](mailto:info@eaea.dk)  
Web: [www.eaea.dk](http://www.eaea.dk)

# Indhold

<b>1. Indledning</b> .....	<b>5</b>
1.1. Scenarier .....	5
1.2. Konklusioner .....	6
<b>2. Scenarier</b> .....	<b>9</b>
2.1. Scenarier for Europa .....	10
2.2. Scenarier for Danmark .....	15
<b>3. Modeller og forudsætninger</b> .....	<b>17</b>
3.1. Anvendte modelværktøjer .....	17
3.2. Scenariernes overordnede forudsætninger .....	22
<b>4. Scenariernes energiforbrugsudvikling for Europa mod 2050</b> .....	<b>25</b>
4.1. Industri.....	26
4.2. Bygninger .....	31
4.3. Transport .....	32
<b>5. El- og fjernvarmesystemets udvikling i Europa</b> .....	<b>34</b>
5.1. Forbrugsudvikling .....	34
5.2. Elproduktion .....	35
5.3. Lagring og fleksibilitet.....	37
5.4. Elpriser .....	39
5.5. Systemindpasning over året .....	42
5.6. Transmissionsnettet .....	44
<b>6. Udvikling af det danske energiforbrug frem mod 2050</b> .....	<b>47</b>
6.1. Elektrificering.....	49
6.2. Industri.....	51
6.3. Bygningsopvarmning .....	51
6.4. Transport .....	52

<b>7. Udvikling af el- og fjernvarmesystemet i Danmark mod 2050.....</b>	<b>54</b>
7.1. Forbrugsudvikling .....	54
7.2. Elproduktion .....	55
7.3. Udbygning med eltransmission .....	58
7.4. Lagring og fleksibilitet.....	59
7.5. Elpriser.....	62
7.6. Systemindpasning over året .....	64
7.7. Fjernvarmeproduktionens udvikling .....	66
<b>8. Samlede konsekvenser af elektrificering af det danske energisystem mod 2050 .....</b>	<b>70</b>
8.1. Energisystemets udvikling .....	70
8.2. Udledning af CO <sub>2</sub> og andre drivhusgasser .....	70
8.3. Økonomiske konsekvenser af øget elektrificering .....	72
<b>Bilag 1: Forbrugsudvikling i COMBO og Ambitiøs .....</b>	<b>75</b>
<b>Bilag 2 – vigtigste beregningsforudsætninger .....</b>	<b>81</b>
<b>Bilag 3: Data og metodevalg for scenarier for industriens energiforbrug .....</b>	<b>83</b>
Industridata .....	83
Model til økonomisk analyse af elektrificering i industrien .....	87

# 1. Indledning

Ea Energianalyse har perioden december 2018 – februar 2020 for Energifonden gennemført en analyse med følgende formål:

*At undersøge muligheder og udfordringer samt klimaeffekter af en markant øget elektrificering af det danske energiforbrug samt at konkretisere dette i en praktisk Elektrificeringsroadmap, der kan inspirere beslutningstagere og aktører til aktiv handling.*

Projektet har indeholdt fire delopgaver

- Litteraturstudie af muligheder for elektrificering
- Case-studier af konkrete projekter med elektrificering
- Modelanalyser af scenarier for elektrificering af det danske og europæiske energisystem
- Workshops

Analysens overordnede resultater og hovedkonklusioner er beskrevet i en særskilt hovedrapport. I denne baggrundsrapport beskrives metode, forudsætninger og resultater for projektets scenarieanalyser af elektrificering af energisystemet.

## 1.1. Scenarier

Muligheder og udfordringer ved en øget elektrificering af energiforbruget i Danmark analyseres ved at se på fire scenarier for udvikling af det danske og europæiske energisystem frem mod 2050:

- **COMBO – referencescenariet.** Et ambitiøst klimascenarie, der reduceres emissionen meget markant (omkring 90% sammenlignet med 1990) mod 2050 i Europa og gør Danmark klimaneutralt i 2050. Elektrificeringen sker i et moderat tempo, og der anvendes i højere grad PtX til at reducere anvendelsen af fossile brændsler. For Danmark er scenariet inspireret af Energistyrelsens Basisfremskrivning frem til 2030 og når derfor ikke den danske 70% klimamålsætning.
- **Det ambitiøse elektrificeringsscenario.** Dette scenarie er opstillet for at vise konsekvenserne af en meget ambitiøs, men teknisk mulig, elektrificering af energiforbruget frem mod 2050. For Europa sker der en meget væsentligt CO<sub>2</sub>-reduktion mod 2050, som på grund af øget elektrificering potentielt er større end i COMBO-scenariet. Danmark er klimaneutralt i 2050, mens 70%-målsætningen nås i 2030.

- **To fleksible scenarier, COMBO-flex og Ambitiøs-flex.** Disse to scenarier svarer til de to ovenstående scenarier med den forskel, at elforbruget til opvarmning, transport og industri er antaget at blive væsentligt mere fleksibelt.

Der er i projektet fokus på konsekvenserne for Danmark, men scenarierne for Europa sætter rammen for udviklingen i Danmark og sætter elektrificeringen i et internationalt perspektiv.

I projektet er analyserne bygget op efter følgende overordnede metode:

- Referencescenariet er opstillet på basis af forudsætninger direkte fra EU Kommissionens COMBO-scenarie. For Danmark er det justeret, så det frem til 2030 passer med et forløb, der er opstillet med inspiration fra Energistyrelsens Basisfremskrivning, og på længere sigt leverer klimaneutralitet i 2050.
- Gennem grundige analyser af energiforbruget til transport, opvarmning og industri er der foretaget en kvalificeret vurdering af potentialet for elektrificering af energiforbruget i Danmark og Europa, og der er opstillet et ambitiøst elektrificeringsscenario for energiforbruget i de enkelte sektorer.
- Med disse forbrug som forudsætning er der foretaget en modeloptimering af forsyningen af el og fjernvarme i scenarierne og en gennemregning af teknologier til forsyning af elektrofuels til opvarmning, industri og transport. På baggrund heraf er bruttoenergiforbrug, emissioner og økonomi opgjort med fokus på Danmark.

## 1.2. Konklusioner

Analyserne viser samlet set, at varmepumper, elkøretøjer og elkedler som hovedregel kan levere samfundsøkonomisk konkurrencedygtige energitjenester - og ofte markant billigere elektrificering end elektrofuels. Det skyldes primært, at produktion af elektrofuels medfører et energitab på op til 50% sammenlignet med fx en varmepumpe med en energieffektivitet på 300%<sup>1</sup>. En del af energitabet ved produktion af elektrofuels kan dog nyttiggøres som fjernvarme ved en sammenhængende fysisk planlægning.

Derudover peger analyserne på nedenstående, mere specifikke konklusioner fra arbejdet.

---

<sup>1</sup> Det betyder i nogle tilfælde, at bruttoenergiforbruget til levering af termiske energitjenester kan reduceres med en faktor seks ved omlægning til varmepumpeteknologi fremfor til elektrofuels.

Stort potentiale for elektrificering:

- Der er identificeret et betydeligt teknisk og økonomisk potentiale for elektrificering af energisektoren i Europa og Danmark
- Såfremt elektrificeringspotentialet ikke udnyttes, bliver der behov for betydeligt større mængder PtX, der øger det samlede energiforbrug og behovet for investeringer i VE-baseret elproduktionskapacitet

I Europa står vind og sol for hhv. ca. 60% og 20% af elproduktionen, mens det i Danmark i højere grad er vind som bidrager med næsten 90% og sol på ca. 7%. I det ambitiøse scenarie kræves allerede i 2030 ca. 6,5 GW havvind, 5 GW landvind og 7,8 GW sol. Mod 2050 stiger udbygningen af havvind til i alt over 17 GW, mens sol og landvind forbliver ca. konstant.

Elektrificering og udbygning med sol og vind øger prisvariationer og lagerbehov:

- Den store udbygning med sol og vind frem mod 2050 betyder, at der ses markante elprisvariationer på både uge- og sæsonbasis og ikke kun på timebasis.
- Disse sæson- og ugevariationer øger behovet for sæsonlagring af energi – det gælder på såvel el- som varmesiden.

Samspil mellem fleksibilitet, lagring og transmission:

- En øget elektrificering øger behovet for ellagerkapacitet væsentligt. I Danmark viser modellen en udbygning med over 2,5 GWh batterilagre i 2050 i det ambitiøse scenarie. En forbedret fleksibilitet i elforbruget betyder dog, at behovet for ellagre vil blive reduceret markant.
- Frem mod 2050 øges behovet for eltransmission betydeligt i både Europa og Danmark. Dette er tilfældet i både COMBO-scenariet og det ambitiøse scenarie, men den øgede elektrificering betyder et lidt højere behov for transmission i det ambitiøse scenarie. Analyserne viser også, at hvis fleksibiliteten kan øges i elforbruget, så bliver behovet for transmission væsentligt lavere.

Økonomi for Danmark:

- Mod 2030 viser det ambitiøse scenarie en meromkostning ift. COMBO-scenariet, hvoraf hoveddelen kan tilskrives det højere niveau af produktion og forbrug af elektrofuels for at nå 70%-målsætningen.
- Efter 2030 viser det ambitiøse scenarie betydelige besparelser ift. COMBO-scenariet. Det skyldes et lavere forbrug af elektrofuels, en

billigere transportsektor på grund af den højere elektrificering, samt en billigere industrisektor på grund af større elektrificering.

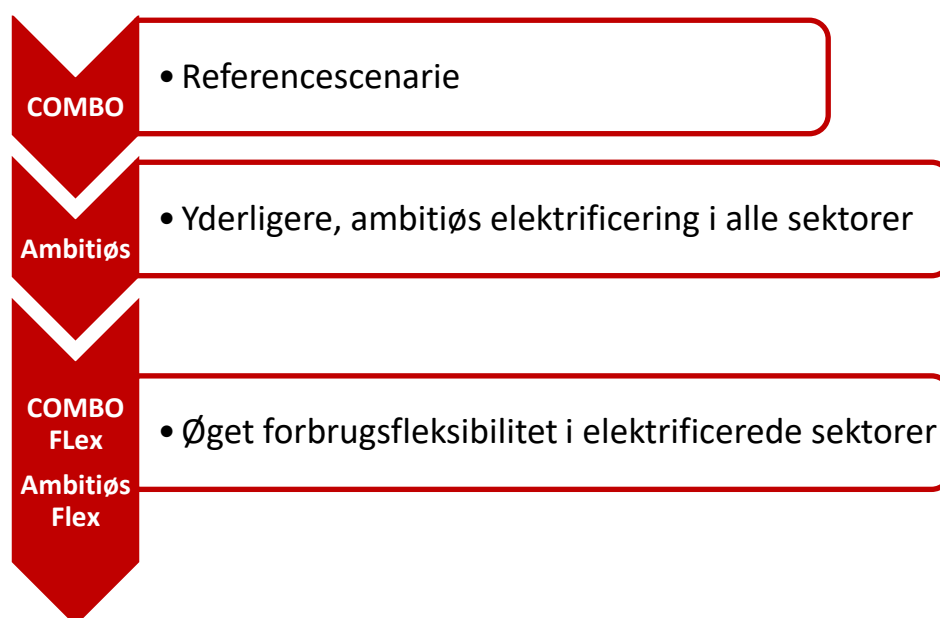
- Resultaterne tyder dermed på, at en kraftig elektrificering af energiforbruget i Danmark kan nedbringe omkostningerne til at nå målet om klimaneutralitet i 2050.



## 2. Scenarier

Elektrificeringens betydning for Europa og Danmark analyseres i en scenarie-analyse, hvor forskellige sammensætninger af energisystemets opstilles. Alle scenarier opfylder som minimum en reduktion af drivhusgasudledningen i 2050 på 90% ift. 1990 på EU-niveau, og forudsætter et fossilfrit energisystem i Danmark i 2050.

Scenarierne adskiller sig både mht. niveauet for elektrificering, men også med hensyn til elektrificeringens muligheder for at bidrage til et fleksibelt og integreret energisystem. De fire scenarier er kortfattet præsenteret i Figur 1 og vil blive gennemgået i det følgende afsnit.



Figur 1: Scenarier i analyserne i dette projekt.

Centrale spørgsmål for scenarieanalyserne er:

- Hvor langt er det muligt at nå med elektrificering i 2030 og 2050?
- Hvilken VE udbygning er nødvendig?
- Hjælper elektrificering på integration af VE, og hvilken rolle spiller fleksibilitet?
- Hvad er omkostninger og besparelser ved elektrificering og omstilling til VE i elproduktion, og hvilke investeringsbehov opstår?

Scenarier for Europa – og særligt detaljerede scenarier for Danmark

Analysens fokus er de energi- og klimamæssige samt økonomiske konsekvenser af en elektrificering af det danske elforbrug. Men det er væsentligt at se dette i en international sammenhæng og analysere samspillet med elsystemet

i andre lande, og der er derfor også lagt vægt på at analysere udviklingen i Europa i de tre scenarier. Der er således set på scenarier for Europa, der på den ene side belyser konsekvenser af elektrificering i et internationalt perspektiv og på den anden side lægger rammerne for en detaljeret analyse af konsekvenserne af elektrificering af det danske elforbrug frem mod 2050.

## **2.1. Scenarier for Europa**

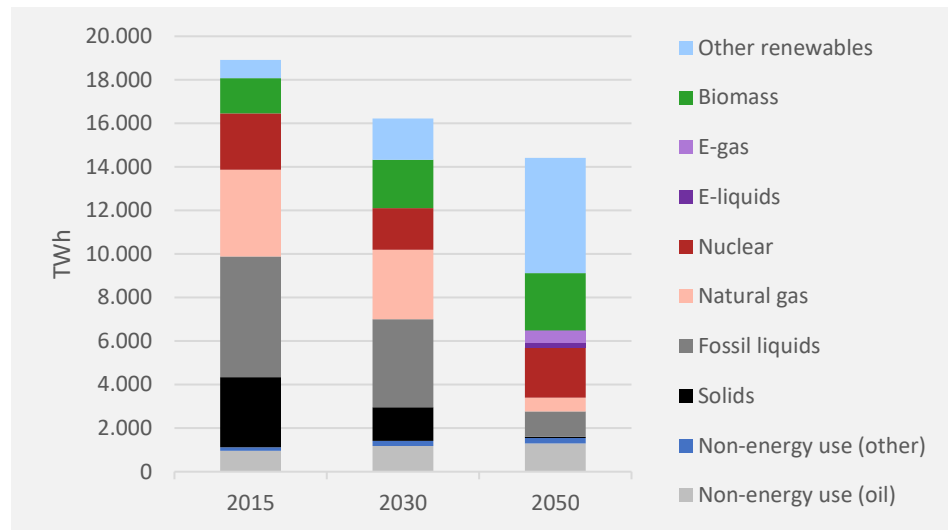
Scenarierne i analyserne tager udgangspunkt i det såkaldte COMBO-scenarie fra EU Kommissionens energisystemanalyser fra 2018. EU Kommissionen har med "A Clean Planet For All" i 2018 beskrevet en række scenarier, som kan bringe EU i retning af målene fra Paris-aftalen. I rapporten beskrives et basis-scenarie, og otte scenarier med varierende virkningsmidler og ambitionsniveauer.

Scenarierne beskriver en række muligheder for at opnå den nødvendige reduktion af drivhusgasudledningen for at sikre EU's bidrag til Paris-aftalens målsætning om at begrænse den globale temperaturstigning til under 2°C og bestræbe sig på en temperaturstigning på 1,5°C. EU's bidrag vurderes at svare til en drivhusgasreduktion på mellem 80% og 100% i 2050 ift. 1990. Der beskrives 5 scenarier med særlig fokus på specifikke tiltag (elektrificering, brint, power-to-X, energieffektivitet og cirkulær økonomi), der hver især opnår en drivhusgasreduktion på 80%. COMBO-scenariet kombinerer tiltagene fra de fokuserede scenarier undtagen cirkulær økonomi for at opnå tæt på 90% drivhusgasreduktion, mens to yderligere 1,5 graders scenarier beskriver en vej mod netto-nul udledning i 2050.

### **COMBO-scenariet**

Udviklingen i COMBO-scenariet sker som følge af en række teknologiske drivere. En overordnet energieffektivisering reducerer energibehovet, mens en omstilling i elproduktionen til vedvarende energikilder driver en øget elektrificering af samtlige sektorer.

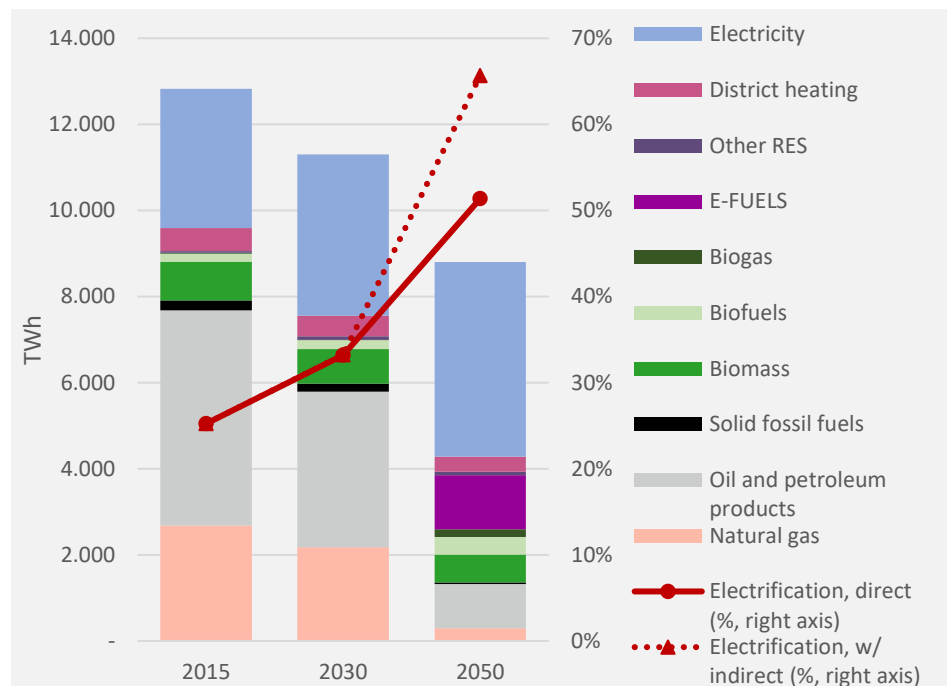
Bruttoenergiforbruget for Europa er vist i Figur 2. I 2050 er brugen af faste brændsler næsten afskaffet. Samtidig udgør fossile brændsler en langt mindre andel med 22% i 2050 mod 73% i 2015. Vedvarende kilder står for 55% af energibehovet i 2050. Heraf udgør biomasse 18% af det totale energibehov – en fordobling af 2015-niveauet på 9% af forbruget.



Figur 2: Bruttoenergiforbrug i COMBO-scenariet.

Elsektoren undergår i perioden frem mod 2050 en omstilling mod en næsten helt CO<sub>2</sub>-neutral produktion. Vind og sol udgør i EU Kommissionens rapport i 2050 ca. 70% af elproduktionen, mens vedvarende energikilder i alt dækker 83%. Den resterende elproduktion dækkes af atomkraft (13%) samt en mindre mængde fossile brændsler (4%).

Det endelige energiforbrug er vist på Figur 3 for COMBO-scenariet. Energiforbruget reduceres med 31% i forhold til 2015, mens elektrificeringsgraden fordobles fra 25% i 2015 til 51% direkte elektrificering i 2050. Medregnes indirekte elektrificering udgør el og elbaserede brændsler 66% af det endelige energiforbrug.



Figur 3: Samlet endeligt energiforbrug i EU i COMBO-scenariet. Se Bilag 1: Forbrugsudvikling i COMBO for forbrugsudviklingen per sektor.

COMBO-scenariet anvendes som referencescenarie i scenarieanalyserne i denne rapport. Dette skyldes helhedsperspektivet i scenariet, der kombinerer de enkelte teknologifremskridt indenfor hydrogen, elektrificering, elektrofuels og energieffektivisering. Scenariet indeholder ikke en omstilling til cirkulær økonomi og benytter sig kun i begrænset omfang af teknologier til optagelse af CO<sub>2</sub>. Med udgangspunkt i COMBO-scenariet undersøges effekten af en ambitiøs elektrificering indenfor samtlige sektorer. Dette gælder både på langt sigt i 2050, samt på mellemlang sigt i 2030.

### Det ambitiøse scenarie

Det ambitiøse scenarie er et nyt scenarie, der er udviklet til analyserne i denne rapport, hvor der fokuseres på en høj elektrificering af alle sektorer.

I det ambitiøse scenarie er graden af direkte elektrificering øget betragteligt indenfor alle sektorer i forhold til COMBO. Elektrificeringsgraden er meget ambitiøs, men realistisk og er fastsat i tråd med andre energiscenarier, som beskrevet i projektets litteraturstudie, hvor en flere forskellige nye scenarierapporter er gennemgået. Desuden er scenarierne fastlagt med input fra forskere fra DTU for så vidt angår industriens forbrug. Det direkte elforbrug øges med ca. 1.000 TWh i Europa, mens en reduktion af indirekte elektrificering giver en nettoforøgelse af elbehovet med ca. 650 TWh. Elforbruget antages at være det samme i det fleksible, ambitiøse scenarie.

Ambitionsniveauet for elektrificeringen er vurderet med udgangspunkt i Danmark, men er implementeret på tværs af Europa. Elektrificering vil have stor betydning for sammensætningen af det europæiske el- og energisystem. Det danske elsystem er tæt forbundet med det europæiske gennem transmissionsledninger, som forventes at få endnu større betydning mod 2050. En analyse af elektrificeringens effekter i Danmark kræver derfor, at der tages hensyn til den europæiske kontekst.

Elektrificeringsgraden i scenarierne

Elektrificeringsgraden for hver sektor ses i Tabel 1, hvor også udvalgte scenarier fra EU og Eurelectric er medtaget. I kapitel 4 præsenteres detaljerede forbrug i de enkelte sektorer, samt teknologiske drivers og modelleringstilgang. COMBO-scenariet er på mange måder ambitiøst, men vurderes til at kunne elektrificeres yderligere, som vist nedenfor.

	2015	Eurelectric			EU		Ea
		SC1	SC2	SC3	Baseline	Combo	Ambitiøs
Total	22%	38%	48%	60%	40%	51%	70%
Transport	1%	29%	43%	63%	11%	21%	43%
Bygninger	34%	45%	54%	63%	65%	74%	88%
Industri	33%	38%	44%	50%	42%	52%	70%

Tabel 1: Overblik over direkte elektrificering i Eurelectrics scenarier, EU's scenarier og det ambitiøse elektrificeringsscenarie for EU i 2050.

### De fleksible scenarier

AmbitiøsFlex- og COMBOFlex-scenarierne undersøger effekten af forbrugsfleksibilitet i elektrificeringen. Den øgede fleksibilitet antages i scenarierne at slå igennem i individuel opvarmning, transport og industriens varmeforbrug. Flexibiliteten er ændret for det fulde forbrug indenfor disse kategorier, så det eksisterende forbrug i COMBO-scenariet også gøres mere fleksibelt. Flexibiliteten i det klassiske elforbrug er uændret i scenarierne.

Flexibilitet industri og opvarmning

Både for industri og individuel opvarmning forudsættes en fleksibilitet i forbruget, som modelmæssigt repræsenteres ved at tidsforskyde produktion og forbrug ved brug af et lager. For lageret defineres volumen, op-/afladningstid samt en effektivitet, der afspejler det forventede tab i forbrugsforskydningen. I praksis kan forbrugsforskydningen opnås på forskellig vis. For individuel opvarmning er det muligt at opbygge et varmelager i både bygningsmassen og i egentlige varmtvandstanke. For industrien er der i højere grad tale om egentlig forbrugsforskydning ved tilpasning af produktionen.

I individuel opvarmning er kapaciteten svarende til seks timers maksimalforbrug i de fleksible scenarier og to timers kapacitet i de mindre fleksible scenarier. I begge tilfælde er op-/afladningstiden fire timer og effektiviteten 95%.

I industrien er kapaciteten svarende til fire timers gennemsnitligt forbrug i de fleksible scenarier, ingen fleksibilitet i de mindre fleksible scenarier. Op-/afladningstiden er fire timer og effektiviteten 95%.

I det fleksible scenarie antages desuden, at 25% af de elektrificerede processer bibeholder muligheden for at anvende brændselsbaseret varmeproduktion, dvs. processen kan forsynes fra f.eks. en gaskedel når elpriserne er høje.

#### Fleksibilitet i transportsektoren

Fleksibilitet relateret til elbiler er givet ved mængden af elbiler, der er tilgængelige for henholdsvis op- og afladning på vilkårlige tidspunkter. I alle scenarier forventes en stigende fleksibilitet over årene. I de fleksible scenarier forventes det at halvdelen af opladningen af elbiler kan nedreguleres fra det normale opladningsmønster i 2030, stigende til 90% i 2050. På den anden side forventes 15% af elbilsflåden at være tilgængelig til øget opladning i 2030, stigende til 25% i 2050. Kapaciteten i energi (dvs. hvor længe ovenstående ændringer i forbruget kan opretholdes) på denne forbrugsforskydning svarer til seks timers gennemsnitligt forbrug i det fleksible scenarie.

I de mindre fleksible scenarier forventes det, at blandt de elbiler, der normalt ville oplade på et givent tidspunkt, vil kun 20% være villige til at udskyde opladningen i 2030, stigende til 40% i 2050. Tilsvarende er knap 7% af elbilsflåden tilgængelig til yderligere opladning i 2030, stigende til 10% i 2050. Kapaciteten på forbrugsforskydningen er også reduceret til to timers gennemsnitligt forbrug.

Fleksibiliteten i forbrug relateret til elbiler, individuelle varmepumper og i industrien er defineret i Balmorel-modellen, uden at denne skal investere i de tilhørende teknologier. Dog er der stadig behov for investering i kapacitet på produktionssiden, hvis fleksibiliteten skal udnyttes. Scenarierne kan derfor vise værdien af øget fleksibilitet, som skal holdes op imod omkostning for at opnå denne på forbrugssiden.

I COMBOFlex-scenariet benyttes forbrugsniveau fra COMBO-scenariet, mens der i AmbitiøsFlex bruges værdier fra det ambitiøse scenarie.

Fleksibilitet på forsyningssiden

Udover ovenstående definerede fleksibilitetsmuligheder, optimerer modellen investeringer i en række andre fleksibilitetsmuligheder på forsyningssiden. For lagerteknologier gælder dette både investeringer i korttids- og sæsonvarmelagre til fjernvarme, batterier i elsystemet, samt kavernelagre til lagring af PtX (brint eller gaslagre). Til en vis grad reducerer den øgede fleksibilitet i forbruget i de fleksible scenarier behovet for investeringer på forsyningssiden.

Batterier anvendes primært til at balancere korttidsbalancer imellem forbrug- og produktion. Der er i dette projekt anvendt teknologiforudsætninger for batterier svarende til teknologikataloget. Batterierne kan derfor fuldt oplades i løbet af to timer.

Korttidsvarmelagre anvendes ligeledes for at udligne kortvarige forskelle i varmeproduktionsmuligheder og forbrug, og lagrene forudsættes fuldt opladet i løbet af 8 timer. Sæsonvarmelagre kan udligne varmeproduktionsmuligheder og forbrug over en længere tidshorisont og forudsættes fuldt opladet i løbet af en uge. Dermed kan de bidrage til at varmepumper udnytter billigere elpriser i perioder med høj produktion fra vindkraft, mens lagrene bidrager til varmeproduktion, når der er mindre produktion fra vindmøller og elprisen for varmepumper derfor er højere.

Elektrofuels forudsættes som udgangspunkt at skulle produceres jævnt over hele året, selvom der i praksis også her vil forekomme udsving på efterspørgselsiden, alt efter i hvilket slutforbrug elektrofuels anvendes. Modellen kan afvige fra dette produktionsmønster ved at investere i både lagerkapacitet (undergrundslagre i kaverner, der kan lagre gas eller brint), samt den øgede produktionskapacitet på elektrolyseanlæg for at kunne levere den samme årlige mængde i færre fuldlasttimer. Undergrundslagrene antages at blive fyldt i løbet af 10 dage, når opladningskapaciteten udnyttes fuldt. For at udnytte mere kortvarige udsving i elpriser, kan der investeres i gaslagerkapacitet i ståltanke, der oplades fuldt i løbet af 8 timer.

## 2.2. Scenarier for Danmark

Det har været et ønske fra projektets styregruppe, at scenarierne rammer samme klimaambition i 2050. Det har endvidere været et ønske, at det ambitiøse elektrificeringsscenario relateres til målsætningen om 70% reduktion af klimagasser i Danmark i 2030.

Udviklingen af elektrificeringen i Danmark analyseres i udgangspunktet efter samme scenariemetodik, som beskrevet ovenfor. Dvs. at scenarierne for Danmark er bygget op om et referencescenarie (svarende til COMBO-scenariet for

EU) og et elektrificeringsscenario (svarende til det ambitiøse scenario for EU). På grund af det særlige fokus på Danmark i denne analyse inddrages dog yderligere kilder og kendskab til særlige nationale forhold i opsætningen af scenariet for Danmark. Det er forudsat, at begge scenarier skal leve op til det langsigtede mål om klimaneutralitet i 2050.

#### COMBO-scenariet

Indtil 2030 følger COMBO-scenariet i store træk Energistyrelsens basisfremskrivning. Efter 2030 fortsættes tendenserne indenfor omstilling af energiforsyningen, så det er i tråd med tendenserne i EU's COMBO-scenario. I 2050 antages en manko ift. ambitionen om klimaneutralitet at blive opfyldt ved stigende brug af elektrofuels.

#### Det ambitiøse scenario

Det ambitiøse scenario sigter efter en 70% reduktion af drivhusgasser i Danmark i 2030 ift. 1990 svarende til målsætningen i Klimaloven. Udover elektrificering inddrages derfor også andre tiltag, herunder en fremskyndet indirekte elektrificering via elektrofuels og øget biogasproduktion. For at nå målet om 70% reduktion er det også nødvendigt at investere i CCS inden 2030.

Nedenstående tabel giver et overblik over elektrificering i scenarierne for Danmark i 2017 og i 2030. Det fremgår, at det særligt er i vejtransporten og i industrien, at der forudsættes en større elektrificering i det ambitiøse scenario.

	COMBO			Ambitiøs	
	2020	2030	2050	2030	2050
Bygninger	31%	42%	63%	45%	62%
Industri	31%	31%	48%	45%	69%
Transport	1%	4%	26%	9%	44%
-Vejtransport	0%	3%	37%	10%	73%
Total	19%	23%	47%	30%	58%

Tabel 2: Direkte elektrificering i endeligt energiforbrug i Danmark i de to scenarier.

De forudsatte tiltag i de forskellige sektorer for Danmark gennemgås i yderligere detalje i kapitel 6.



## 3. Modeller og forudsætninger

### 3.1. Anvendte modelværktøjer

Scenarierne dækker alle sektorer i energisystemet, og det har derfor til analyserne været nødvendigt at anvende et modelapparat, der dækker alle dele af energisystemet. I analysen er der anvendt sektormodeller, hvorfra resultater er samlet i en opsamlingsmodel, der giver det samlede overblik over resultater for hele energisystemet. Overordnet set anvendes følgende modeller:

- Balmorel-modellen (el- og fjernvarmesektoren, industriens energiforbrug). Modellerer både Danmark og EU.
- Opvarmningsmodellen (individuel opvarmning). Modellerer energiforbrug i Danmark.
- PETRA-modellen (transport). Detaljerede beregninger (inklusive økonomi) for Danmark. Beregninger for energiforbrug for både Danmark og EU.
- PtX-modellen (beregning af økonomi for produktion af elektrofuels). Beregning for Danmark.
- Opsamlingsmodellen (overblik over samlet energiforbrug og økonomi). Beregning for Danmark.

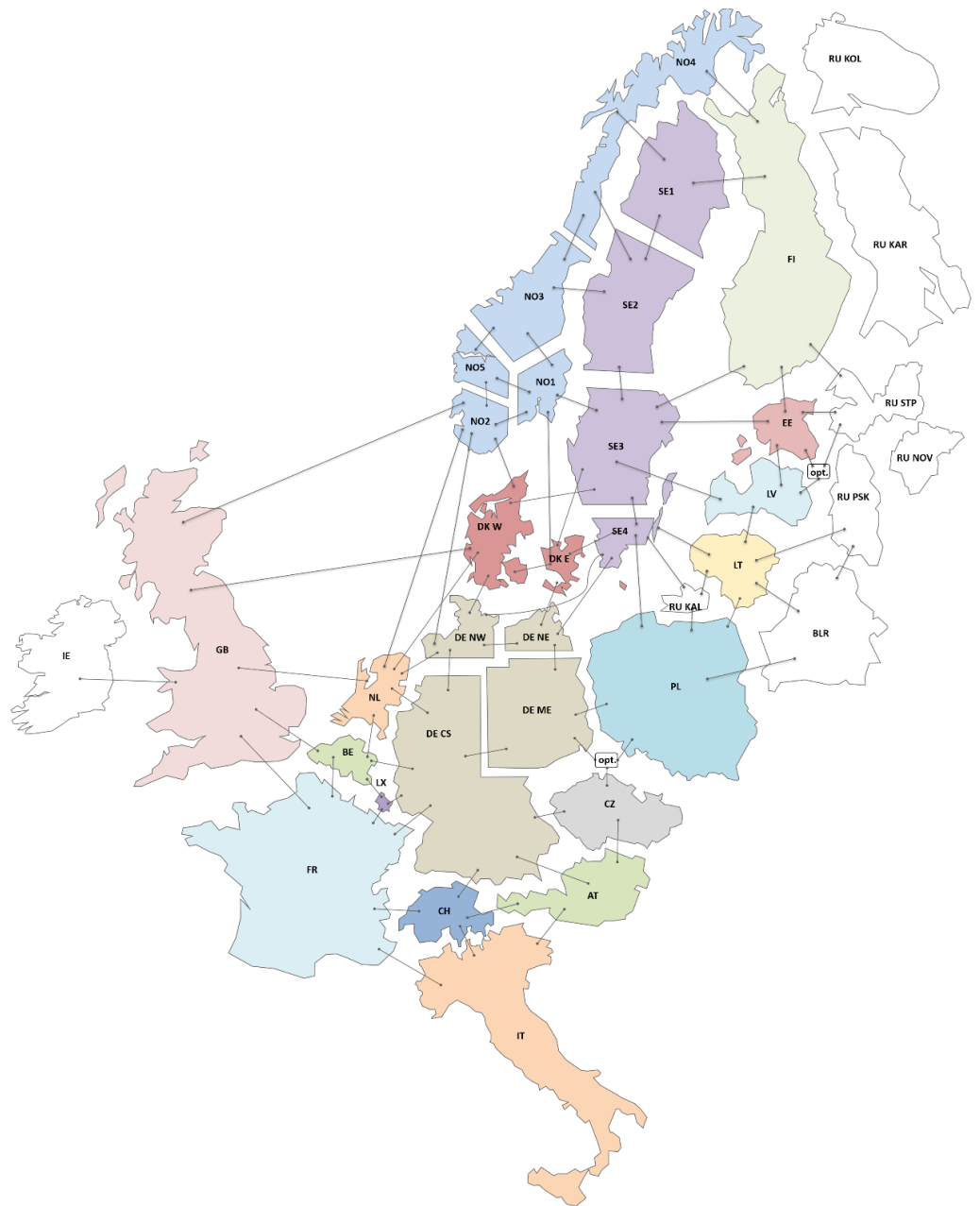
Scenarierne er gennemregnet med Ea Energianalyses ovenstående energianalysemodeller, og som en del af processen er væsentlige input og output afstemt på tværs af modeller i en iterativ proces. De væsentligste modelberegninger fremgår af tabellen nedenfor.

Sektor/mo- del	Metode	Væsentlige input	Væsentlige output
El- og fjern- varme (Bal- morel)	Optimering	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser</li> <li>- Teknologiforudsætninger</li> <li>- El- og fjernvarmeforbrug</li> <li>- Data for produktionsanlæg</li> <li>- Data for eltransmission</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Brændselsforbrug</li> <li>- Kapacitets og produktionsmix el- og fjernvarme</li> <li>- Eltransmissionskapacitet og flow mellem lande</li> <li>- Økonomi og elpriser</li> <li>- Emissioner</li> </ul>
Transport (Petra)	Scenarie- tilgang	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Køretøjspriser</li> <li>- Brændsels- og elpriser</li> <li>- Transportbehov</li> <li>- Fordeling nybilssalg</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bestandsfordeling</li> <li>- Brændsels- og elforbrug</li> <li>- Økonomi for transport</li> </ul>
Opvarmning	Scenarie- tilgang	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Teknologiforudsætninger</li> <li>- Brændsels- og elpriser</li> <li>- Opvarmningsbehov</li> <li>- Bestandsfordeling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Brændsels- og elforbrug</li> <li>- Økonomi for individuel varme</li> </ul>
Industri (Balmorel)	Optimering/ Scenarietilgang	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser</li> <li>- Teknologiforudsætninger</li> </ul>	
	Optimeres delvis med el- og fjernvarmesektoren, men med særlige forudsætninger.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Proces- og rumvarmeforbrug</li> <li>- Begrænsninger på elektrificering (Afhængigt af scenarie)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Produktionsmix/Brændselsforbrug</li> <li>- Økonomi</li> </ul>
PtX	Økonomiberegning	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Efterspørgsel efter PtX</li> <li>- Elpriser</li> <li>- Teknologiforudsætninger</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Økonomi PtX</li> </ul>

Tabel 3: Overblik over anvendte modeller, beregningstilgang og væsentligste input og output.

### Analyse af el- og fjernvarmesektoren i Balmorel

Scenarierne er analyseret i energimodellen Balmorel, som er en optimeringsmodel for el- og varmemarkeder. Modellen indeholder data for forbrug, produktion og transmission af energi for en stor del af de europæiske lande. De nordiske lande er repræsenteret i størst detaljegråd. På Figur 4 ses de 19 inkluderede lande i scenarierne. De centrale europæiske lande, samt Norden er valgt som modelområde for at undersøge samspillet på tværs af de europæiske energisystemer i en elektrificeringskontekst.



Figur 4: Anvendt modelområde i Balmorel med transmissionslinjer mellem regioner. Lande uden farvning indgår ikke i modelberegningerne.

Der indgår en modellering af transmissionsforbindelser imellem de viste regioner, mens lokale transmissions- og distributionsnet og begrænsningerne heri ikke er modelleret eksplicit. Elforbruget i områderne er beregnet på baggrund af tilgængelige data for COMBO-scenariet. Opdelingen er sket sektor for sektor, som beskrevet nærmere i kapitel 4.

Forsyningen af el- og varmekonsumet optimeres herefter med Balmorel-modellen. Modellen har mulighed for investering i nye produktionsteknologier til forsyning samt i ny transmissionskapacitet. Tilgængelige teknologikataloger og lignende kilder danner udgangspunkt for investeringsteknologiernes data.

Modellen optimerer energisystemet, så de årlige omkostninger for hele systemet minimeres. Beregningerne er foretaget for årene 2020, 2030, 2040 og 2050. I scenarierne tillades investeringer i energisystemet allerede fra 2020, hvilket betyder, at der allerede i det første beregningsår kan ske en omstilling af energisystemet i forhold til den nuværende situation. I praksis må denne omstilling forventes at ske over lidt længere tid.

Den økonomiske optimering i modellen foretages som en selskabsøkonomisk optimering. Der er anvendt en intern rente på 5% (real) for investeringer med en økonomisk levetid på 20 år for produktions- og lagerteknologier og 40 år for transmissionsforbindelser.

### **Økonomiberegninger**

Der er for Danmark opstillet detaljerede økonomiberegninger for scenarierne for at kunne vurdere de økonomiske konsekvenser af en ambitiøs elektrificering af energisystemet i Danmark. Der er ikke foretaget samlede økonomiske beregninger for hele EU, da det er en meget omfattende øvelse, der falder uden for rammerne af dette projekt.

Balmorel modellerer ikke det samlede energiforbrug og kan derfor ikke stå alene til en økonomisk analyse af effekten af elektrificering. Den økonomiske analyse inddrager derfor resultater fra Balmorel, samt supplerende beregninger for industrien, vejtransport og opvarmning af bygninger (se yderligere forklaring nedenfor). Omkostninger ved fleksibilitet er i begrænset omfang medregnet, idet faktiske omkostninger ved energilagere er medregnet, mens fleksibilitet i forbruget kun tilskrives en meget begrænset omkostning i modellen.

Sektorernes økonomi og energiforbrug er afhængig af hinanden, og forudsætninger er derfor nøje koordineret. For overblikkets skyld er det nødvendigt at foretage en række afgrænsninger. Dette gælder især omkostninger ved elproduktion og forbrug, samt omkostninger ved produktion og forbrug af elektro-fuels. Nedenstående giver et overblik over de elementer, der er medtaget i økonomien for de forskellige sektorer:

- El- og fjernvarmesektor
  - Omkostninger til el- og fjernvarmekapacitet i Danmark

- Omkostninger til brændselsforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i Danmark
- Omkostninger til forstærkning af transmissionsnet internt og til nabolande (deles med nabolande)
- Omkostninger/indtægter ved import/eksport af el
- Indtægter for elsalg til transport/individuel opvarmning/industri/PtX
- Omkostninger til at opfylde krav om selvforsyning med elproduktion på årsbasis (og dermed grøn elproduktion) ligger i el- og fjernvarmesektoren.
- Omkostninger til at forsyne det klassiske elforbrug, dvs. elforbrug, der ikke går til elektrificering af industrien, transportsektoren eller PtX.
- Transport
  - Omkostninger til køretøjer
  - Omkostninger til brændsels- og elforbrug
    - Omkostninger til distribution af brændsel og el
    - Omkostninger til el baseres på markedspris. Mulige ekstraomkostninger for at sikre grøn/national produktion ligger derfor i el- og fjernvarmesektoren.
    - Ingen ekstraomkostninger til forbrug af elektrofuels. I stedet forudsættes brændselspris på det fossile brændsel (eksempelvis olie/naturgas). Ekstraomkostning for at erstatte dette med PtX fremgår af økonomi for PtX.
- Bygninger/opvarmning
  - Omkostning til produktionskapacitet
  - Omkostning til brændsels- og elforbrug
    - Omkostninger til el baseres på markedspris. Mulige ekstraomkostninger for at sikre grøn/national produktion ligger derfor i el- og fjernvarmesektoren
    - Omkostninger til distribution af brændsel og el
    - Ingen ekstraomkostninger til forbrug af elektrofuels. I stedet forudsættes brændselspris på det fossile brændsel (eksempelvis olie/naturgas). Ekstraomkostning for at erstatte dette med PtX fremgår af økonomi for PtX.
- Industrien
  - Omkostning til produktionskapacitet
  - Omkostning til brændsels- og elforbrug

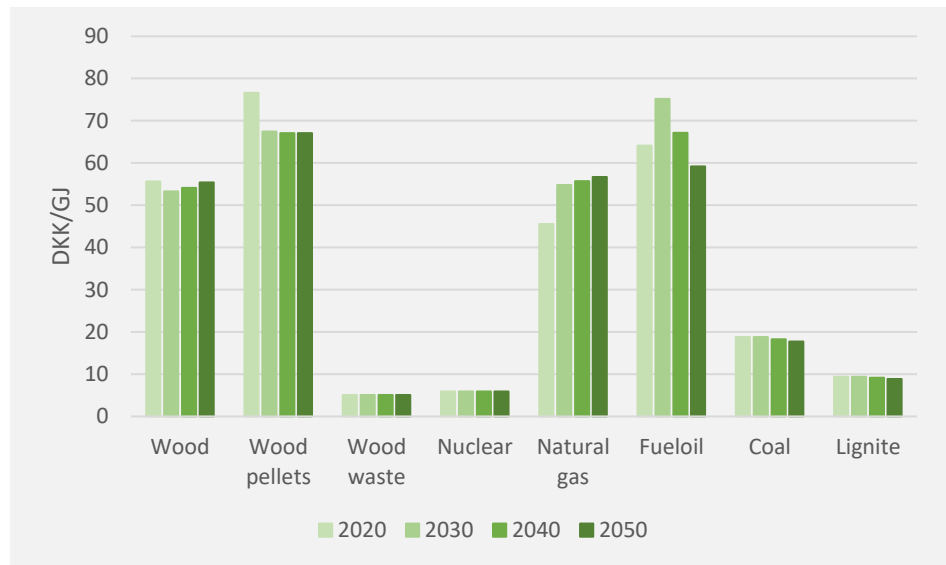
- Omkostninger til el baseres på markedspris. Mulige ekstraomkostninger for at sikre grøn/national produktion ligger derfor i el- og fjernvarmesektoren
  - Omkostninger til distribution af brændsel og el.
  - Ingen ekstraomkostninger til forbrug af elektrofuels. I stedet forudsættes brændselspris på det fossile brændsel (eksempelvis olie/naturgas). Ekstraomkostning for at erstatte dette med PtX fremgår af økonomi for PtX.
- PtX
    - Omkostning til produktionskapacitet
    - Omkostning til elforbrug
      - Omkostninger til el baseres på markedspris, og mulige ekstraomkostninger for at sikre grøn/national produktion ligger derfor i el- og fjernvarmesektoren
      - Omkostninger til distribution af el
    - Indtægter fra fortrængning af fossilt brændsel
    - Samlet økonomi afspejler meromkostning ved at erstatte fossilt brændsel med PtX.

### 3.2. Scenariernes overordnede forudsætninger

Scenarierne afviger fra hinanden i forbrugsomfang og -fleksibilitet, men har grundlæggende set samme forudsætninger og systemkarakteristika. De mest centrale af forudsætningerne er beskrevet herunder.

#### Brændselspriser

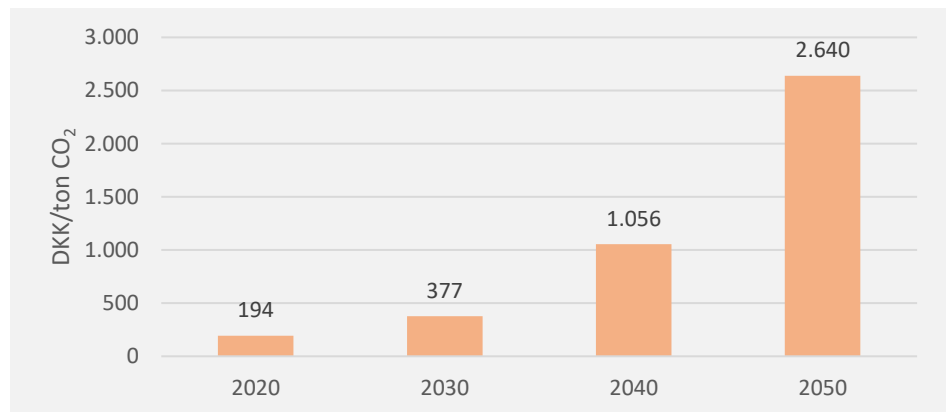
De benyttede brændselspriser stammer fra IEA's World Energy Outlook Sustainable Development scenarie fra IEA's World Energy Outlook 2018. For de mest benyttede brændsler er priserne og deres udvikling vist i Figur 5. Priserne er ens for alle de modellerede lande.



Figur 5: Brændselspriser anvendt i scenarieberegninger.

### CO<sub>2</sub>-priser

Europa-kommissionen lægger i "A Clean Planet For All" op til en CO<sub>2</sub>-kvotepris på 350 EUR/ton CO<sub>2</sub> i 2050 som en del af scenarierne, der opnår CO<sub>2</sub>-neutralitet i 2050. Udviklingen frem mod 2050 baserer sig på IEA's World Energy Outlook, som forudsætter en CO<sub>2</sub>-pris i 2040 på 140 EUR/ton CO<sub>2</sub> i Sustainable Development scenariet. Niveauet i 2030 ligger på 50 EUR/ton CO<sub>2</sub>.



Figur 6: Prisudvikling for CO<sub>2</sub>-kvoter.

### **Teknologidata**

Data for produktions- og lagerteknologier er baseret overvejende på Energi-styrelsen teknologikataloger. Herfra er informationer som investeringsomkostninger, driftsomkostninger, effektivitetsgrader mv. inkluderet i Balmorel-modellen. Eksisterende værker er inkluderet med faktiske virkningsgrader i det omfang, det er muligt.

Udvalgte nøgleforudsætninger er vist i bilag 2.

### **Transmissionsnet**

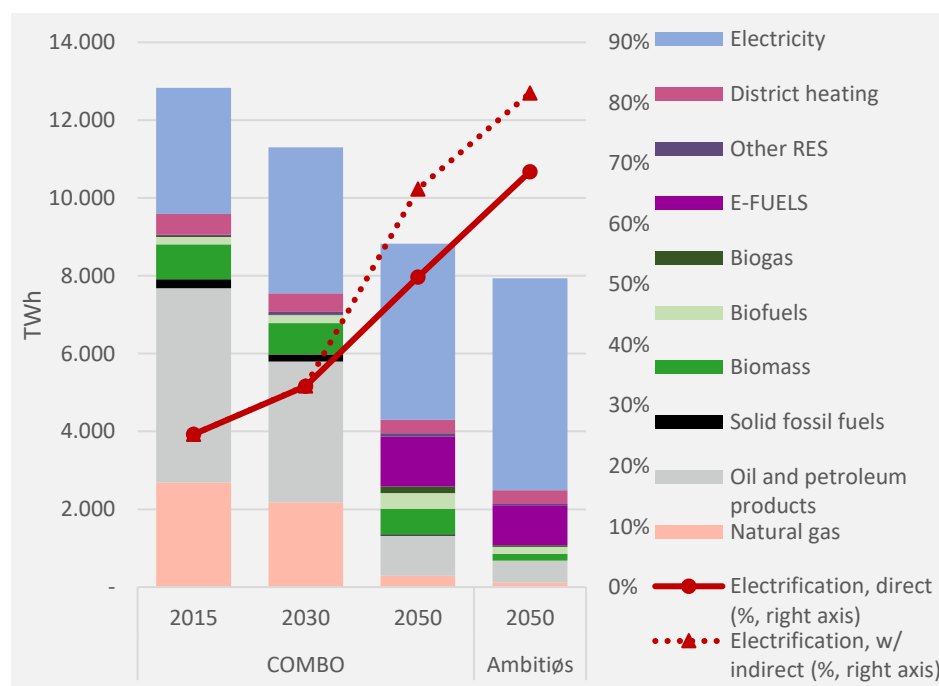
Udbygningen af transmissionsnettet er fastlagt frem til og med 2030, idet der er tale om større langsigtede investeringer. Balmorel-modellen har således først mulighed for investeringer i ny transmissionskapacitet i år 2040 og 2050. Frem til 2030 er planlagte investeringer i Europa manuelt inkluderet i modellen på basis af input fra ENTSOE's TYNDP.



## 4. Scenariernes energiforbrugsudvikling for Europa mod 2050

Som input til scenarierne er der i projektet taget udgangspunkt i energiforbrugsudviklingen i EU Kommissionens COMBO-scenarie. Dertil kommer, at der er foretaget en analyse af, hvor stor en yderligere del af energiforbruget, som kan elektrificeres, og dette er basis for energiforbrugets udvikling og sammensætning i det ambitiøse scenarie.

COMBO-scenariet er sat op ud fra de tilgængelige informationer fra Europa-Kommissionen, men på grund af begrænset datatilgængelighed vil der forventeligt være mindre afvigelser. Essensen i scenariet er dog gengivet i det her beskrevne COMBO-scenarie. Det resulterende endelige energiforbrug ses i Figur 3. Det fremgår, at det endelige energiforbrug falder markant fra godt 12.000 TWh i 2015 til knap 9.000 TWh i 2050 i COMBO-scenariet og yderligere til knap 8.000 TWh i det ambitiøse scenarie. Dette hænger sammen med en generel energieffektivisering af energiforbruget, men også i høj grad med en stigende elektrificering.



Figur 7: Samlet endeligt energiforbrug i EU i de forskellige scenarier.

I de følgende afsnit gennemgås estimerede energiforbrug på sektorbasis indenfor industri, bygninger og transport.

## 4.1. Industri

EU kommissionens COMBO-scenarie viser frem mod 2050 en reduktion af det samlede endelige energiforbrug i industri med ca. 17% og en elektrificeringsgrad, der øges fra ca. 33% til omkring 50%.

Energiforbruget i industrien er fordelt på en lang række brændsler som leverer energi til mange forskellige processer. Analysen baserer sig på 5 forskellige typer brændsler: elektricitet, naturgas, olie og petroleumsprodukter, biomasse/affald og faste fossile brændsler.

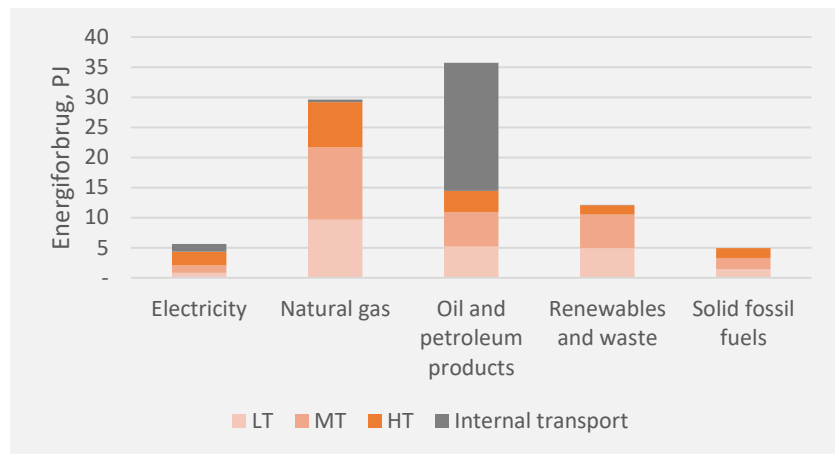
Processerne, som benytter energi i industri, har høj grad af variation afhængig af den specifikke industri. Fx har mejeriindustrien meget forskellige processer sammenlignet med cementindustrien. Hvorvidt en proces kan elektrificeres, afhænger i høj grad af om processen benytter varme og om der er tale om maskineri, herunder transportmidler.

For varmeprocesser spiller temperaturniveauer også en rolle ved elektrificering. En varmeprocess' temperaturniveau sætter nemlig krav til hvilken teknologi, der kan benyttes ved en elektrificering, samt dens effektivitet. Derfor er en opdeling på temperaturniveauer essentiel. Det er generelt billigere og nemmere at elektrificere de processer, som har et lavere temperaturniveau.

Derfor er hvert af de 5 brændsler yderligere opdelt i fem kategorier vha. arbejde udført af Viegand Maagøe og DTU:

- Lav-temperatur (LT): Varmeforbrug ved temperaturer i intervallet 0-100°C
- Middel-temperatur (MT): Varmeforbrug ved temperaturer i intervallet 100-300°C
- Høj-temperatur (HT): Varmeforbrug ved temperaturer over 300°C
- Intern transport: Transport indenfor industrien, herunder fra anlæg til anlæg.

- Anden el: Elforbrug som ikke anvendes i varmeprocesser eller intern transport, fx belysning og ventilation.



Figur 8: Opdelingen af industriens brændselsforbrug i Danmark på temperaturniveauer og intern transport. Forbrug til "anden el" er ikke vist.

Figuren ovenfor viser, hvordan forbruget til varmeprocesser og intern transport i industrien i Danmark fordeler sig på brændsler og temperaturniveauer. Naturgas og olieprodukter dominerer. Over halvdelen af forbruget til olieprodukter stammer fra transport og maskineri, mens naturgasforbruget primært stammer fra varmeprocesser.

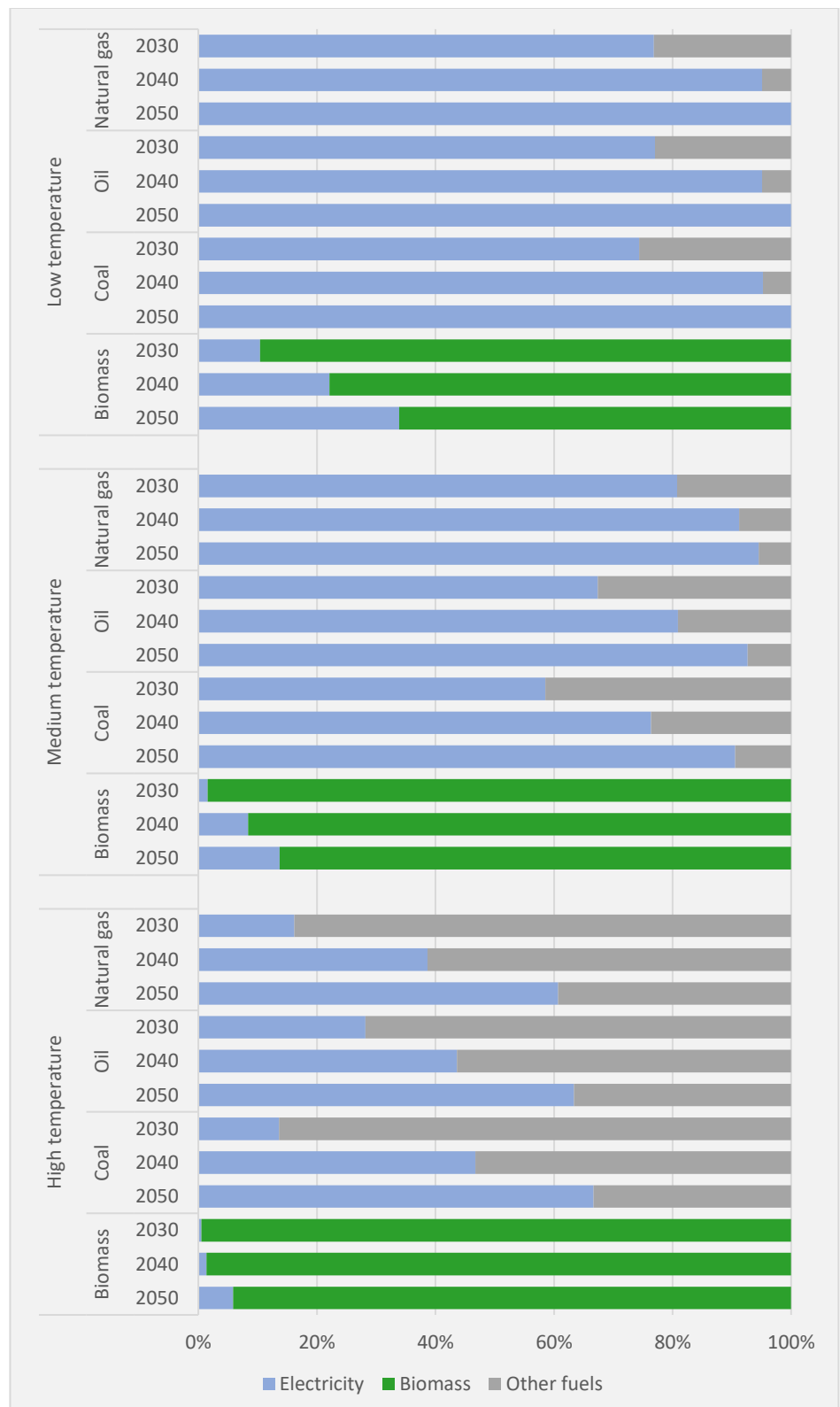
### Varmepumper

Varmepumper er blandt de mest effektive teknologier til konvertering af el til varme og kan opnå effektivitetsgrader, som er adskillige gange højere end de omtrent 99% for traditionelle elkedler. Varmepumper er dog afhængige af en tilstrækkelig varmekilde og kan ikke opnå lige så høje temperaturer som elkedler. Moderne industrielle varmepumper kan i dag levere varme ved temperaturer omkring 100-150 °C. Disse moderate temperaturer begrænser implementeringen af varmepumper, og udviklingen af højtemperatur-varmepumper betragtes som vitalt for omkostningseffektiv elektrificering af mange industrielle processer. Grundet det store potentiale i højtemperatur-varmepumper oplever teknologien massiv forskning og investering, og varmepumper forventes på sigt at kunne opnå temperaturer op til 300 °C. *Analysis of technologies and potentials for heat pump-based process heat supply above 150°C* er et studie udgivet i 2019 udført af DTU, Teknologisk Institut og SINTEF, som demonstrerer, at varmepumpeløsninger til procesvarme er teknisk muligt op til 300-400 °C. På baggrund af dette, antages det, at LT og MT kan elektrificeres ved hjælp af varmepumper, mens HT kun kan elektrificeres vha. elkedler. I forhold til antagelsen om at MT kan dækkes af varmepumper, skal

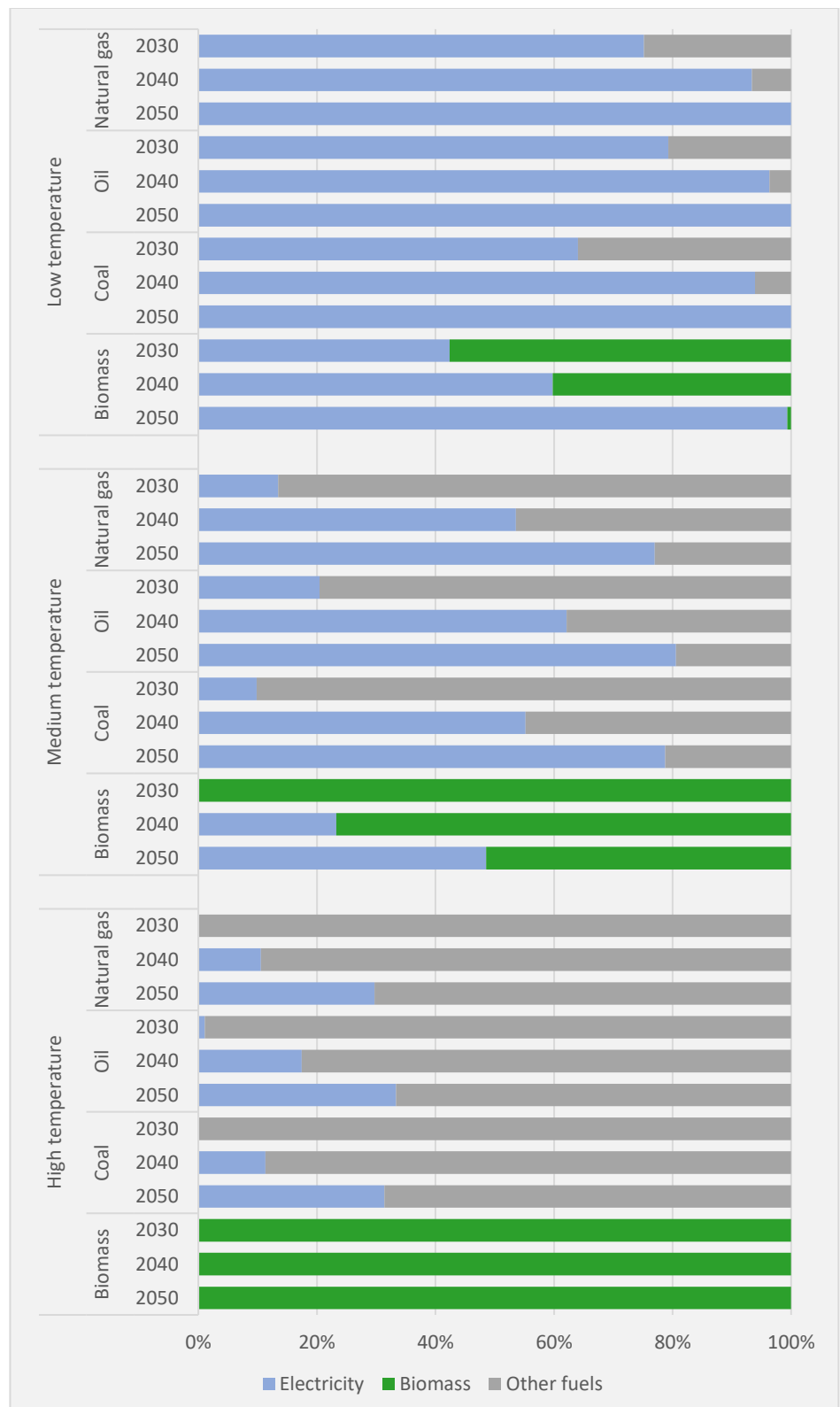
det bemærkes, at 83% af varmebehovet i MT i Danmark er under 220°C, hvorved der er en overvejende sandsynlighed for teknologisk udvikling af varmepumpeteknologien er tilstrækkelig til at dække en markant andel af MT. Temperaturniveau for implementering af varmepumper har derfor stor betydning for investeringsomkostninger, vedligehold, effektivitet, og levetid.

På baggrund af de gennemførte analyser af sammensætningen af industriens energiforbrug, samt opdeling på temperaturniveauer og processer, er det vurderet hvor stor en andel af varmeforbruget, der kan elektrificeres. Dette er differentieret på baggrund af temperaturspænd og brændselstyper. Niveaulet er vurderet ud fra minimumskrav til opfyldelse af scenarier og begrænset opad i forhold til forventet teknologisk udvikling.

Varmeforbrug ved lavere temperaturer er elektrificeret tidligere og i højere grad end ved højere temperatur. Udover den viste elektrificering er dele af det fossile brændselsforbrug udskiftet med biomasse eller elektrofuels. I begge scenarier er kul og olie således helt afskaffet i 2050, og de bliver udfaset hurtigere i det ambitiøse scenarie end i COMBO-scenariet. Gasforbrug bevares i et vist omfang, idet der forventes et fortsat flammebehov til nogle industrielle processer. I Figur 9 ses fordelingen af industrivarmer på benyttede brændsler i Danmark i Balmorel. Figur 10 viser fordelingen for det Europæiske modelområde.

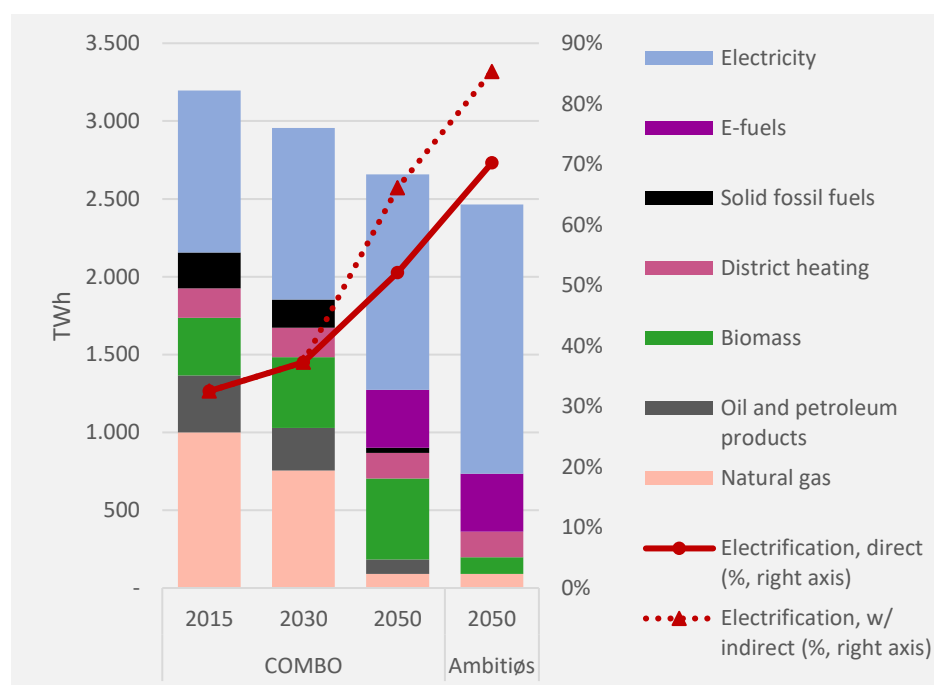


Figur 9: Andel af industriens varmeforbrug per benyttet brændsel i Danmarks industri i det ambitiøse scenarie, opdelt per temperatur og brændsel benyttet i 2015. Bemærk at der udenfor Balmorel yderligere beregnes en omstilling til biomasse og E-fuels fra de resterende fossile brændsler.



Figur 10: Andel af industriens varmekonsum per benyttet brændsel i Europas industri i det ambitiøse scenarie, opdelt per temperatur og brændsel benyttet i 2015. Bemærk at der udenfor Balmorel yderligere beregnes en omstilling til biomasse og E-fuels fra de resterende fossile brændsler.

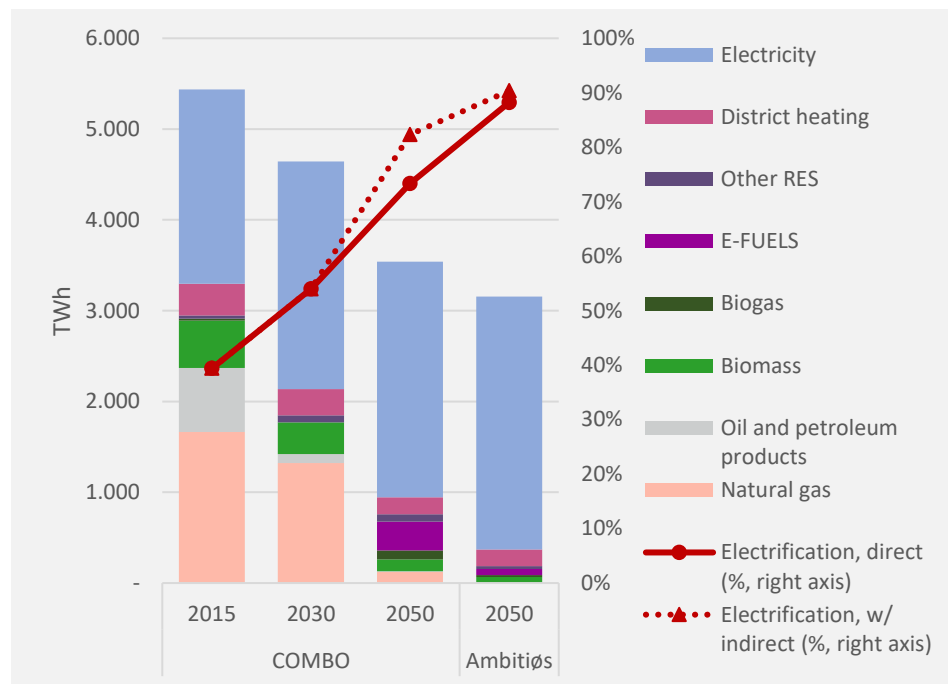
Det ambitiøse elektrificeringsscenarie opnår en direkte elektrificering på ca. 70% i 2050, samtidig med at det samlede energiforbrug reduceres som følge af højere virkningsgrad på de anvendte elbaserede teknologier.



Figur 11: Energiforbrug i industrien i EU i 2015, samt COMBO og Ambitiøs i 2050.

## 4.2. Bygninger

COMBO-scenariet viser en elektrificering på ca. 75% indenfor energiforbrug til bygninger i 2050. Den resterende del udgøres bl.a. af biomasse, elektrofuels og fjernvarme. For det ambitiøse scenarie er det forudsat, at biomasse og elektrofuels i høj grad erstattes af elbaserede varmepumper. Konkret erstattes al anvendelse af naturgas, olie og elektrofuels. En omstilling indenfor disse kategorier vurderes at være økonomisk fordelagtig, særligt hvad angår elektrofuels. For biomasse forudsættes en halvering af COMBO-scenariets forbrug, mens biogas og andre VE-brændsler forudsættes ikke at udgøre et større forbrug i 2050 end i 2015. De anvendte forudsætninger fører til en øget samlet elektrificering, som bliver ca. 90% i 2050.



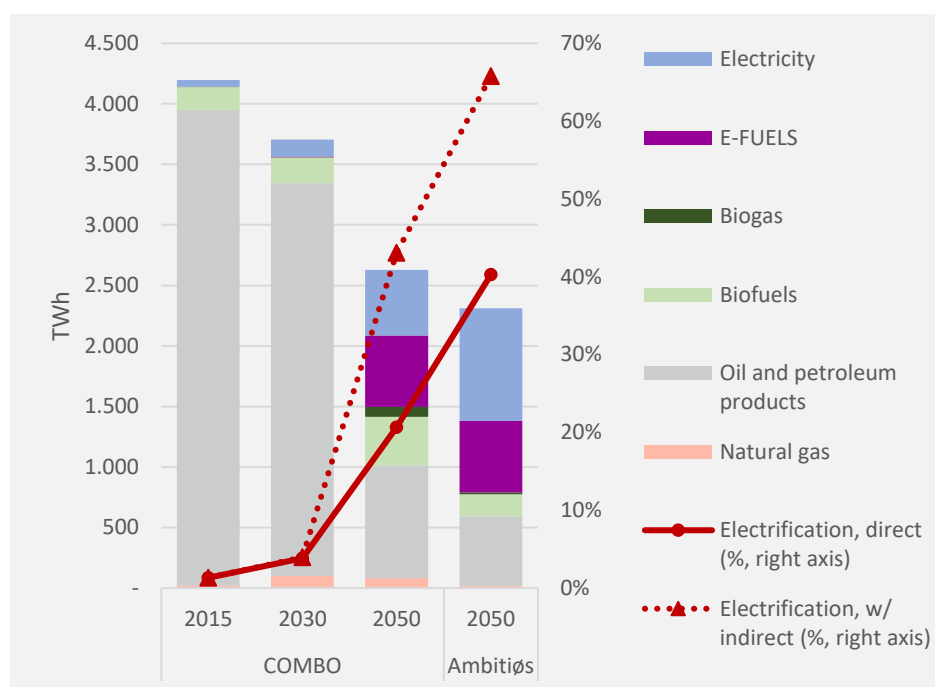
Figur 12: Energiforbrug til bygninger i EU i 2015 og de to scenarier for 2050.

### 4.3. Transport

Indenfor transportsektoren er elektrificeringen i EU's COMBO-scenarie med 21% forholdsvis lav. Det skyldes i høj grad, at der ikke er forudsat væsentlig elektrificering af energiforbruget til skibsfart og flytrafik, der tilsammen udgør ca. halvdelen af det endelige energiforbrug til transport i 2050.

Energiforbrugets sammensætning til flytrafik og skibsfart er her fastholdt i det ambitiøse scenarie. Energiforbrug til vejtransport er vurderet ved brug af Ea's transportmodel Petra. Her opnås en næsten en fuld dekarbonisering i vejtransport i 2050. Med de valgte forudsætninger nås i det ambitiøse scenarie en direkte elektrificering på ca. 44% i 2050. Medregnes indirekte elektrificering nås hele 69% af det endelige energiforbrug.





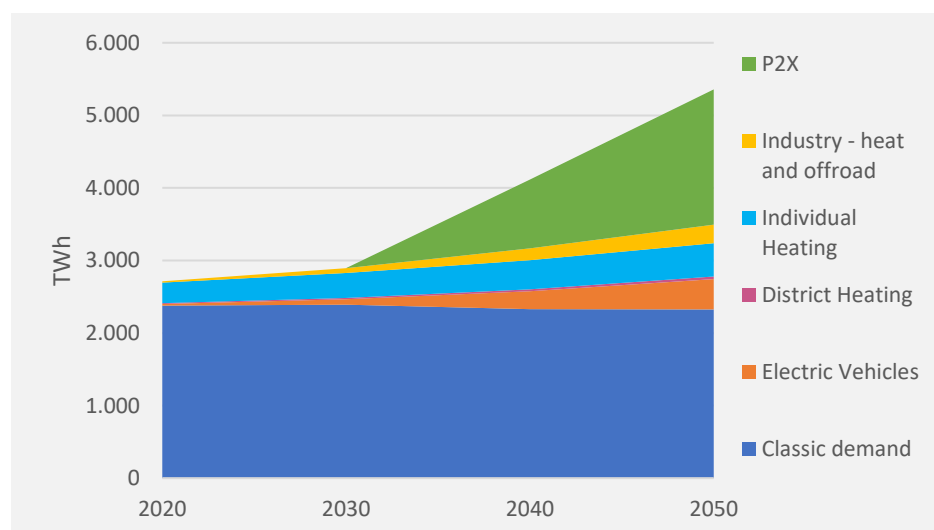
Figur 13: Energiforbrug til transport i EU i 2015 og de to scenarier for 2050.

## 5. El- og fjernvarmesystemets udvikling i Europa

Elforsyning beregnes i Balmorel på basis af efterspørgselsudvikling i elektrificeringsscenarier og på basis af teknologiudvikling samt brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser.

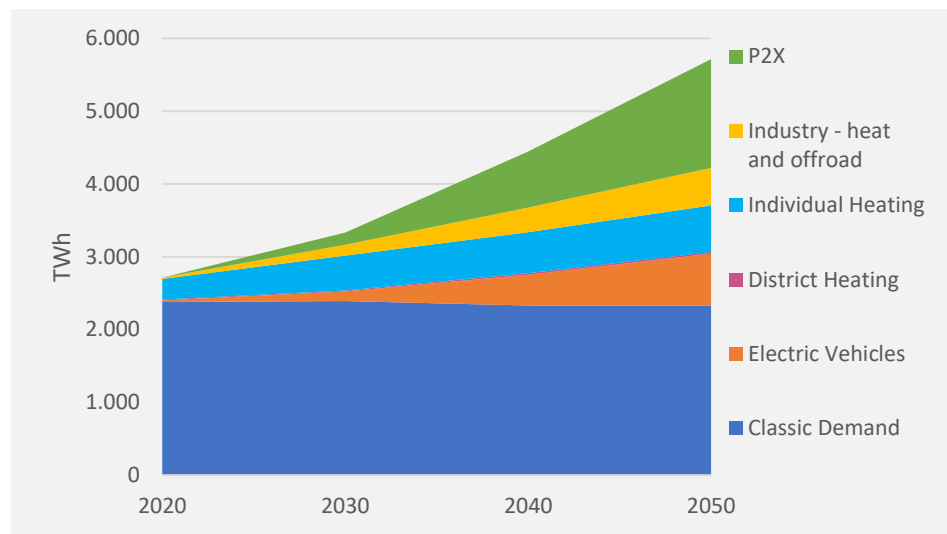
### 5.1. Forbrugsudvikling

I Europa vokser elforbruget kraftigt frem mod 2050 i COMBO-scenariet. Størstedelen af det nye elforbrug sker indirekte gennem PtX-teknologier, dog først efter 2030. Individuel opvarmning, industriel elektrificering og elbaseret transport udgør samlet ca. 20% af elforbruget i perioden 2030-2050.



Figur 14: Elforbrugsudvikling for Europa fra 2020 til 2050 i COMBO-scenariet.

Som følge af den øgede direkte elektrificering stiger denne andel kraftigt i det ambitiøse scenarie, som vist i Figur 15. I 2030 udgør de nye elforbrug 23% af totalen, stigende til 33% i 2050. Dertil kommer forbrug til PtX på 5% i 2030 og hele 26% i 2050. Forbruget til PtX er dog knap 20% lavere end i COMBO-scenariet. Det totale elforbrug i 2050 er ca. 7% højere end i COMBO-scenariet, som følge af den øgede og tidligere elektrificering.



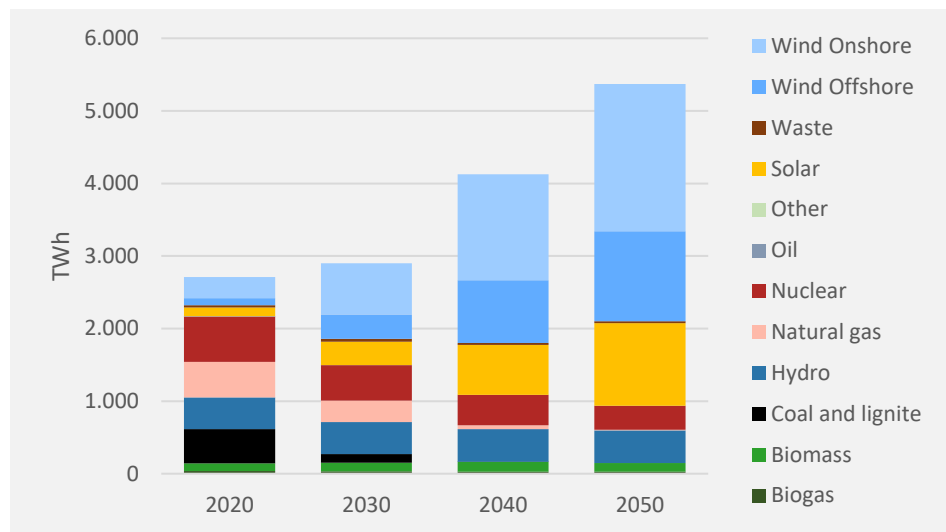
Figur 15: Elforbrugsudvikling for Europa fra 2020 til 2050 i det ambitiøse scenarie.

I 2030 er elforbruget steget med 23% i forhold til 2020, mens det i 2050 vil være mere end fordoblet. Dette stiller store krav til elproduktionen og forsyningen, men giver samtidig også mulighed for at afsætte store mængder vedvarende energi, hvis forbrugs- og produktionsmønstre kan tilpasses hinanden.

## 5.2. Elproduktion

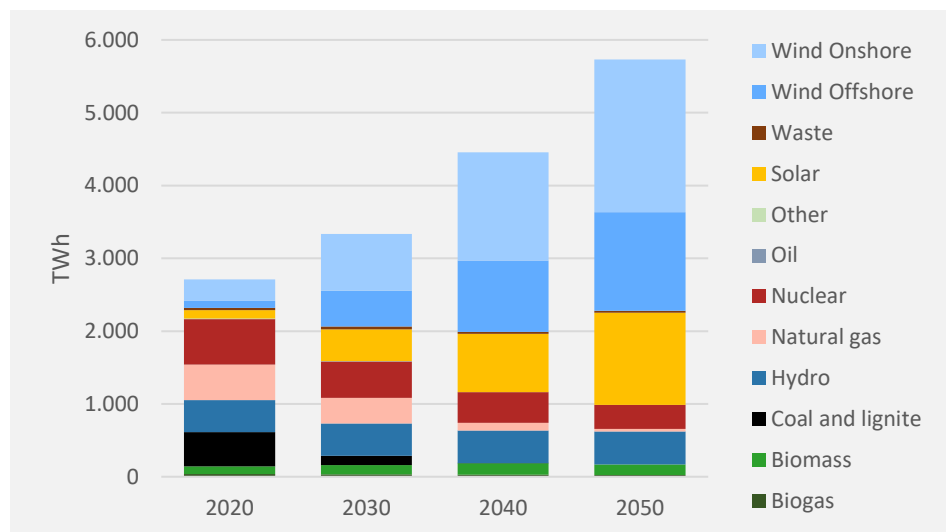
Med den store forøgelse i elforbrug og en gradvis udfasning af de eksisterende elproduktionsanlæg kræves en stor udbygning af elproduktionen med en samtidig forventning om omstilling til grønnere produktionsformer. Figur 16 viser omstillingen til en VE-domineret elproduktion i COMBO-scenariet. Fossile brændsler udfases kraftigt frem mod 2030, hvor de blot udgør 15% af elproduktionen. Naturgas leverer 1,2% af elektriciteten i 2040, mens andre fossile brændsler er stort set udfaset allerede i 2040. Fossile brændsler udgør kun 0,4% af produktionen i 2050. Atomkraft bliver også udnyttet i faldende omfang.

Udbygning af vind- og solkraft er de drivende faktorer for omstillingen, mens biomasse og fortsat udnyttelse af vandkraft leverer regulerbar elektricitet. Sol og vind dækker knap halvdelen af produktionen i 2030 og mere end ¾-dele i 2050.

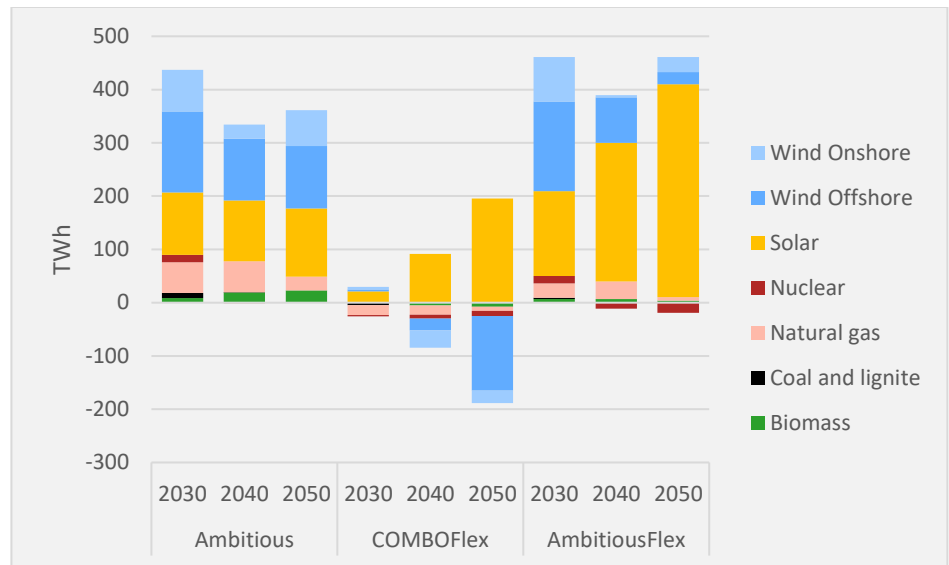


Figur 16: Elproduktion i Europa i COMBO-scenariet.

Billedet fortsætter for det øgede elbehov i de ambitiøse scenarier. Med øget fleksibilitet kan elproduktionen som forventet i langt højere grad dækkes ind af varierende energikilder, idet forbruget kan tilpasses til de fordelagtige produktionstimer, som det ses på Figur 18.



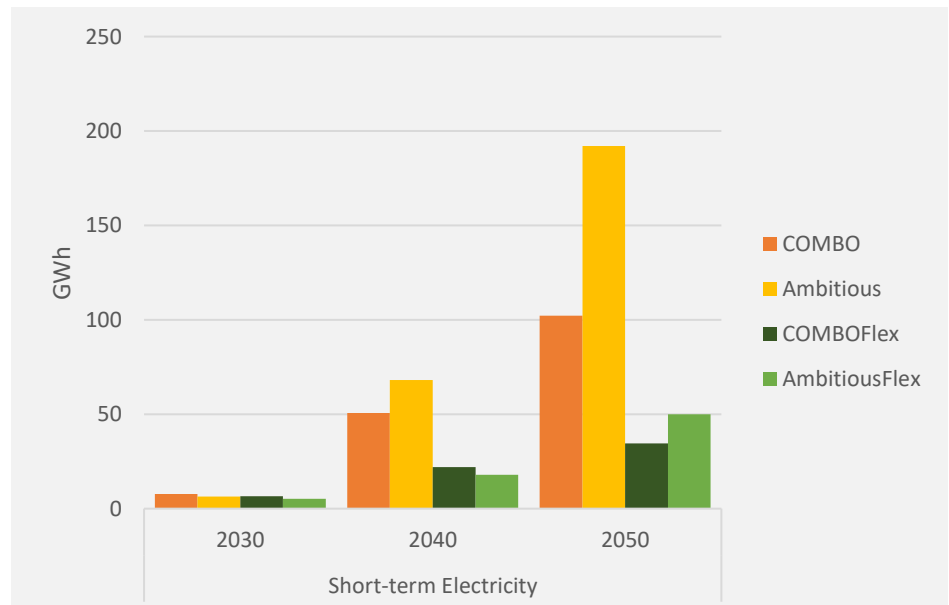
Figur 17: Elproduktion i Europa i det ambitiøse scenarie.



Figur 18: Ændringer i elproduktionen i Europa fra COMBO-scenariet til de ambitiøse og fleksible scenarier.

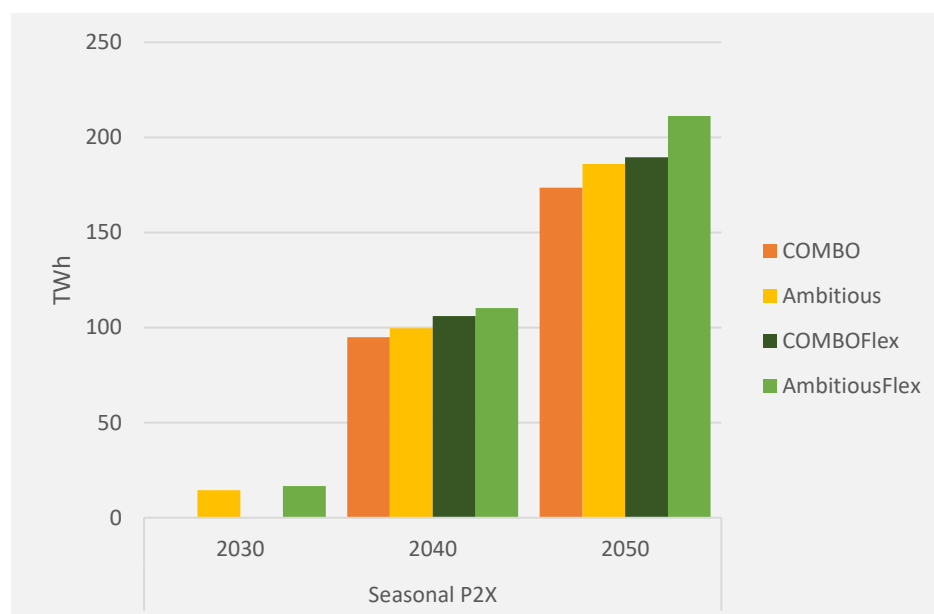
### 5.3. Lagring og fleksibilitet

Vigtigheden af fleksibelt forbrug afspejles også i modellens udbygning af el-lagre, som er vist på Figur 19. På europæisk plan reduceres udbygningen med ellagerkapacitet til ca. en fjerdedel ved forøgelsen af fleksibiliteten på forbrugssiden. Et mere fleksibelt elforbrug reducerer således rentabiliteten af udbygning med ny ellagerkapacitet.



Figur 19: Installeret el-lagerkapacitet i Europa.

En stor del af den langsigtede fleksibilitet skabes gennem udbygning af P2X-lagerkapacitet som vist på Figur 20. Der ses små variationer i den udbyggede kapacitet. Når mængden af fleksibelt direkte elforbrug øges, øges rentabiliteten ved P2X sæsonlagre ligeså.

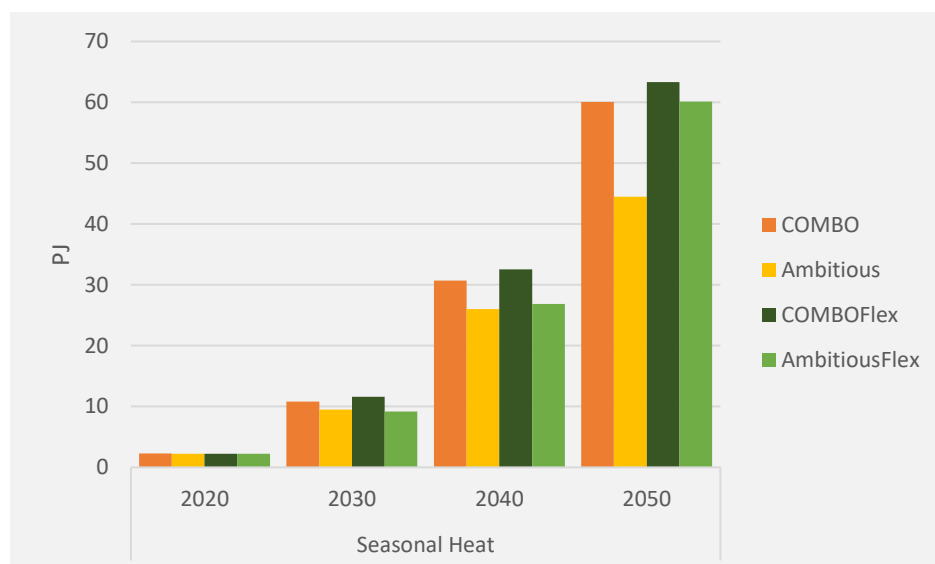


Figur 20: Installeret PtX-lagerkapacitet i Europa.

Figur 21 og Figur 22 viser udbygningen med varmelagerkapacitet i Europa. Der er set på både korttidsvarmelagre (ståltanke) og sæsonvarmelagre (fx damvarmelagre). Det ses, at tidligt i perioden investeres i ca. 0,9 PJ varmelagerkapacitet på korttidsvarmelagre, og at denne kapacitet stiger lidt i alle scenarier frem mod 2050. For sæsonvarmelagrene sker der kun en lille udbygning i starten af perioden, mens det stiger markant i 2040 og 2050. Dette hænger sammen med, at den store udbygning med sol og vind ikke kun giver variationer i elpriser på kort sigt, fx mellem dag og nat, men også giver større forskelle i elpriser fra uge til uge og sæson til sæson. Dette øger behovet for større lagre, der kan flytte energiforbruget over længere tidshorisonter.



Figur 21: Installeret kortsigtet varmelagerkapacitet i Europa.



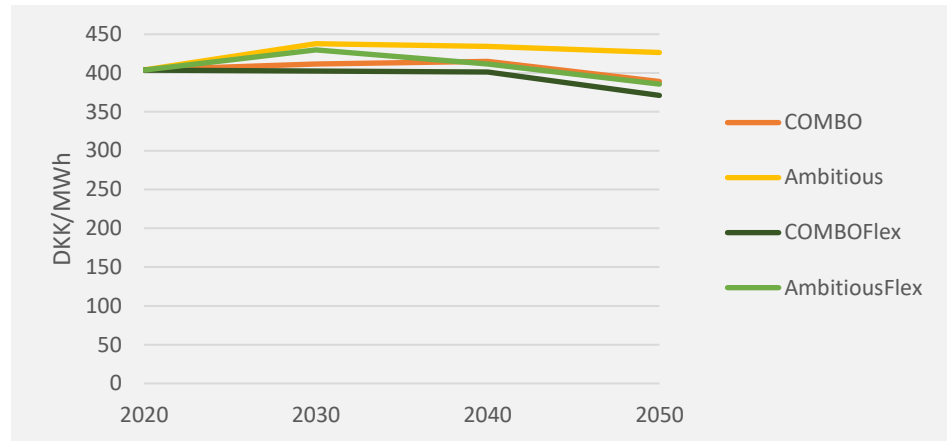
Figur 22: Installeret sæsonvarmelagerkapacitet i Europa.

## 5.4. Elpriser

Elpriserne stiger begrænset mellem 2020 og 2040 som følge af det stærkt forøgede elforbrug, samt stigningen i CO<sub>2</sub>-kvotepriserne. VE-teknologierne sætter et loft over prisstigningen og kan i kombination med øget fleksibilitet sænke prisen frem mod 2050. I det ambitiøse scenarie er elpriserne ca. 10% højere end i COMBO-scenariet i 2050.

Effekten af fleksibelt elforbrug er også her betragtelig med et prisniveau 2% under det ambitiøse scenarie i 2030 og 10% lavere pris i 2050. Den største ændring ses for afregningsprisen for el i transportsektoren, som dermed

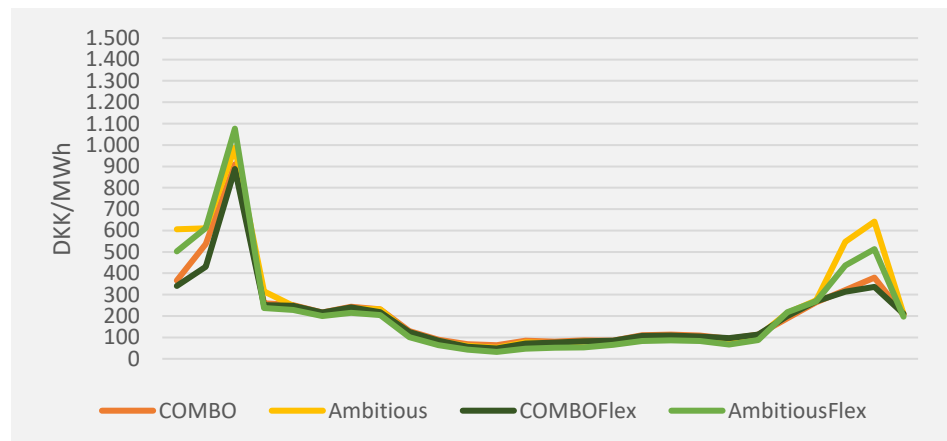
driver en væsentlig del af den samlede prisreduktion. Afregningsprisen for elforbrug i industrien og til individuel opvarmning reduceres dog også.



Figur 23: Gennemsnitlige elpriser i Europa på tværs af scenarier.

### Sæsonvariation i elpriser på tværs af scenarier

Figuren nedenfor viser elprisens variation som gennemsnit for to-ugers blokke hen over året. Der ses en betydelig sæsonvariation, hvilket hænger sammen med, at elforbruget til opvarmning stiger markant (højere elforbrug om vinteren), og at elproduktion fra sol udgør en væsentlig højere del af elproduktionen end i dag (stor produktion om sommeren, lav produktion om vinteren).



Figur 24: Sæsonvariation af elpriser i Europa på tværs af scenarier i 2050.

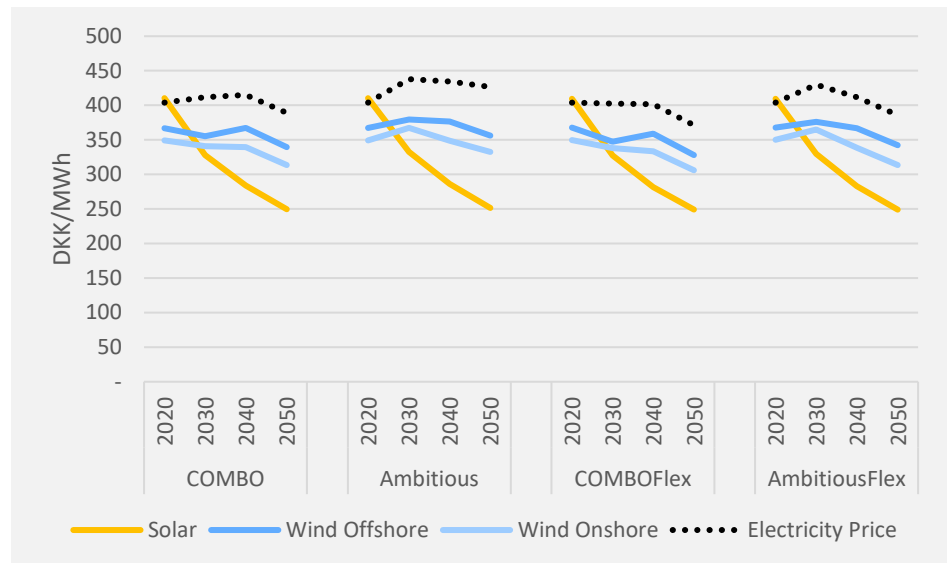
### Afregningspriser for sol og vind

Nedenstående figur afspejler afregningspriserne for elproduktionen fra sol og vind set i forhold til den gennemsnitlige elmarkedspris. For vindkraft er afregningsprisen svagt faldende frem mod 2050. I 2030 ligger afregningsprisen for vindkraft 13-17% lavere end elmarkedsprisen. I det ambitiøse scenarie stiger



dette til 17% for offshore- og 22% for onshore vind. I de andre scenarier ses et relativt konstant prispress på vindkraftens afregningspris over årene.

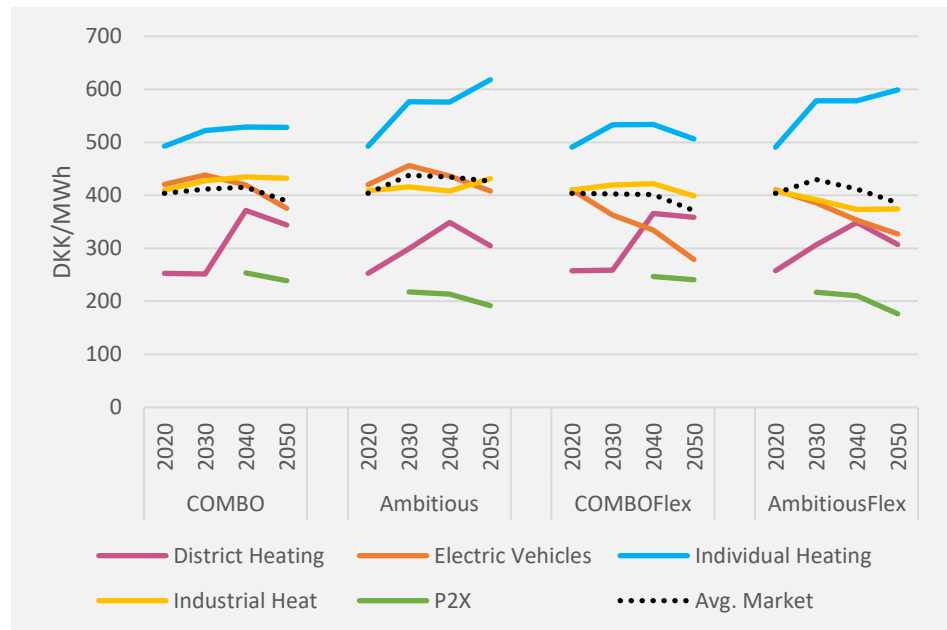
For solcelleanlæggene ligger afregningsprisen tæt på elmarkedsprisen i starten af perioden, men efterhånden som mængden af solkapacitet stiger i det europæiske elsystem, falder afregningsprisen for solanlæg, så den i 2050 ligger 33-41% under den gennemsnitlige elmarkedspris.



Figur 25: Gennemsnitlige elafregningspriser for sol og vind sammenlignet med den gennemsnitlige markedspris i Europa på tværs af scenarier.

### Afregningspriser for forbrugskategorier

I nedenstående figur er vist den gennemsnitlige elafregningspris for forskellige forbrugskategorier. Det fremgår, at der er en betydelig forskel på afregningsprisen for de forskellige kategorier. Fjernvarmeproduktionen er så fleksibel, at afregningsprisen for el til fjernvarme ligger på niveau med eller under den gennemsnitlige elmarkedspris. Dette er en stor forskel ift. de individuelle elvarmepumper, der er langt mindre fleksible, da der ikke her er alternativ forsyning og begrænset varmelagerkapacitet. Elafregningsprisen for de individuelle varmepumper ligger således markant over gennemsnitselprisen. Industriens elforbrug og elforbruget i elbilerne har en afregningspris, der ligger lidt over afregningsprisen for det gennemsnitlige, samlede forbrug. Den øgede elektrificering af industrien sker dog ved at indføre nyt elforbrug, der også er fleksibelt, så i de ambitiøse scenarier er afregningsprisen for industrien lavere i 2030 og 2040. I 2050 vil det være afgørende, at det nye forbrug er fleksibelt, hvis afregningsprisen for industrien og for transporten skal være lavere end for gennemsnitsforbruget.

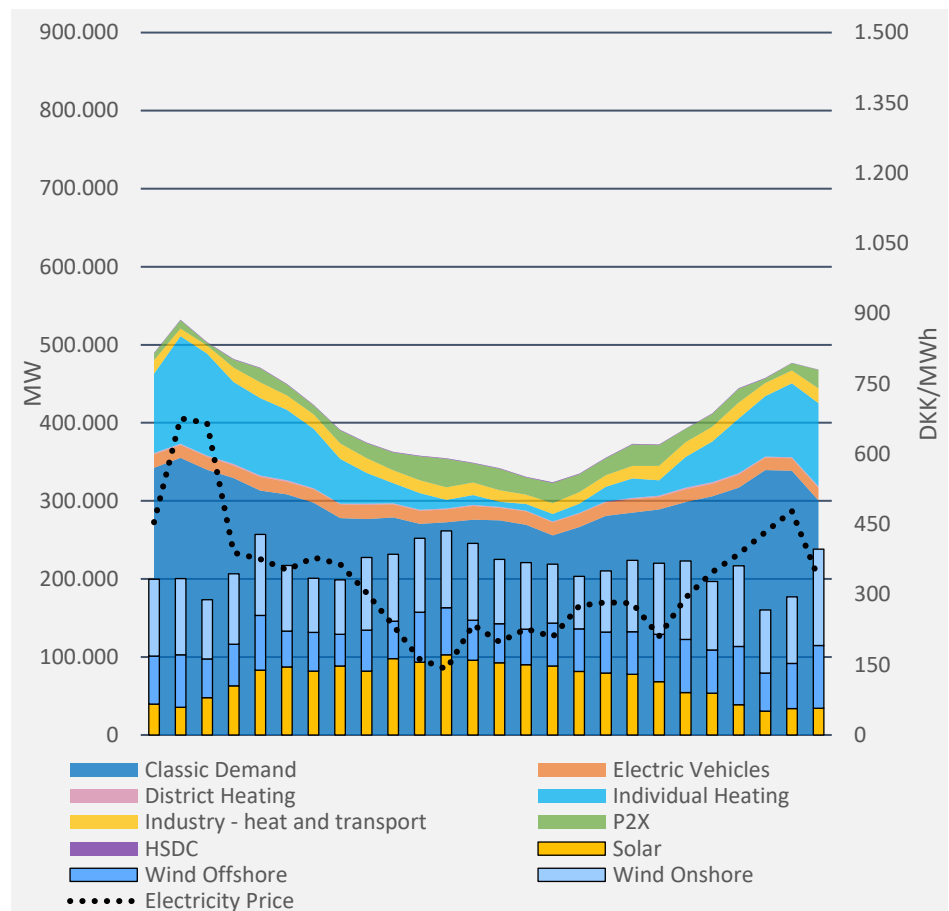


Figur 26: Gennemsnitlige afregningspriser i Europa for elektricitet opdelt på forbrugstyper.

### 5.5. Systemindpasning over året

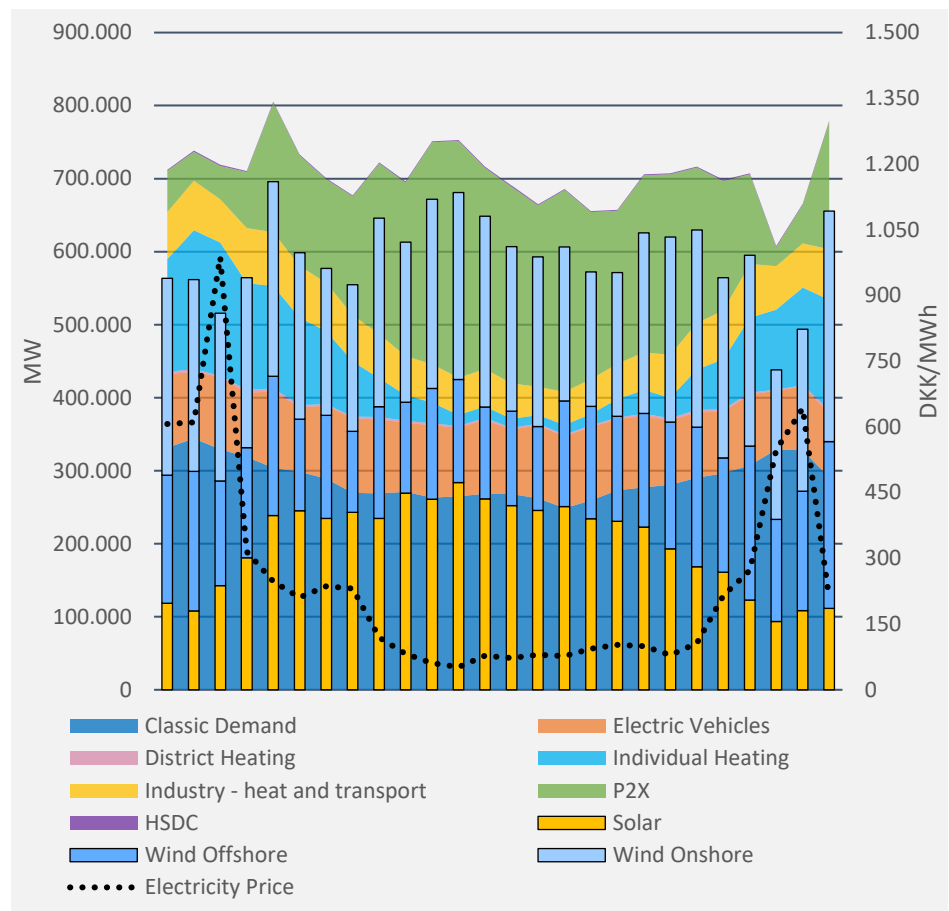
De to nedenstående figurer viser det gennemsnitlige elforbrug og elproduktion fra sol og vind samt elprisen for hver af de 26 sæsoner i Balmorel-kørslerne. I Balmorel repræsenterer hver sæson to uger. Figurerne er vist for 2030 og 2050.

Pga. elektrificering af en del af opvarmningen er der en tydelig variation af elforbruget mellem sommer og vinter. Desuden er produktionen fra sol og vind højere om sommeren end om vinteren. Dette betyder, at der ses en tydelig elprisvariation mellem sommer og vinter.



Figur 27: Sæsonvariation i elforbrug (område), produktion fra vedvarende energikilder (søjler) og elpris (linje, højre akse) for Europa i 2030 i det ambitiøse scenarie.

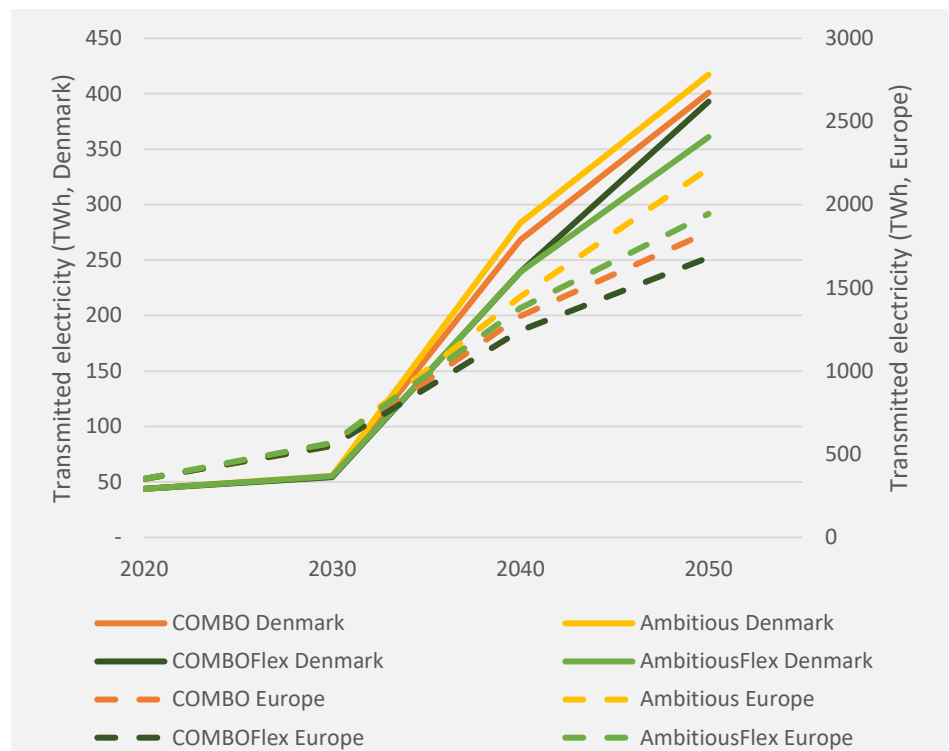
I 2050 ses en endnu større variation mellem sommer og vinter i elforbruget (ekskl. PtX). Men pga. den store udbygning med PtX og muligheden for lagring af de producerede brændsler og dermed muligheden for forskydning af produktionen af PtX mellem timer og sæsoner, så bidrager PtX produktionen til en udligning af variationerne i det samlede elforbrug.



Figur 28: Sæsonvariation i elforbrug (område), produktion fra vedvarende energikilder (søjler) og elpris (linje, højre akse) for Europa i 2050 i det ambitiøse scenarie.

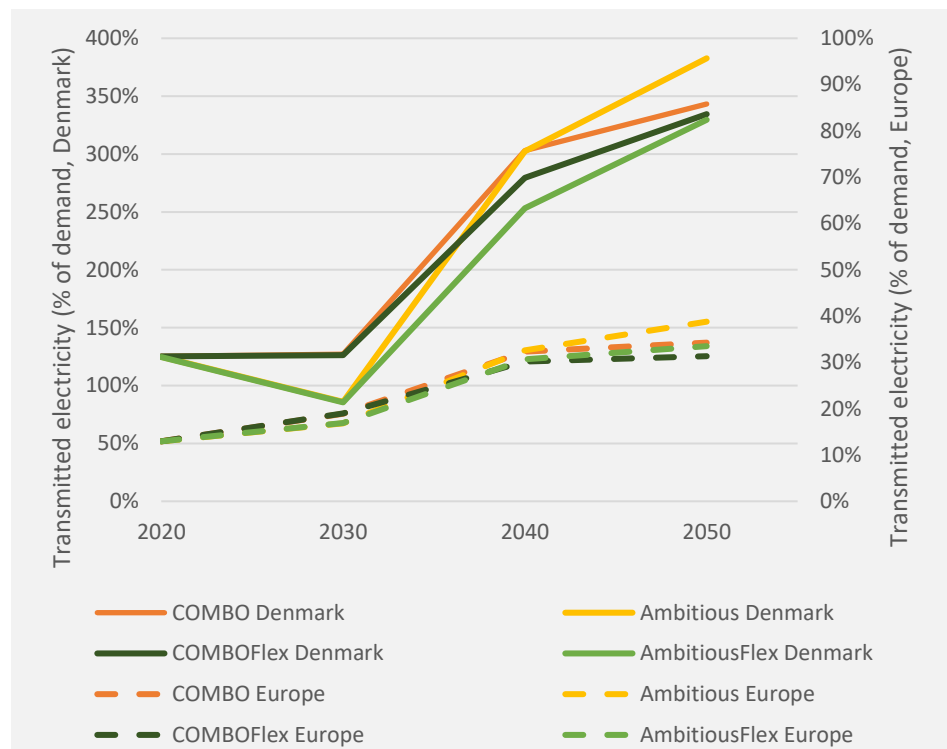
## 5.6. Transmissionsnettet

Med den øgede elektrificering og store udbygning af VE sker der også en væsentlig forøgelse af transmissionen af el over landegrænser. Nedenstående figur viser, hvor stor en mængde el som flyttes over landegrænser i perioden frem mod 2050 i de fire scenarier. Det ses, at der sker en kraftig stigning af el-transmissionen.



Figur 29: Elektricitetsmængder flyttet i transmissionssystemet på tværs af landegrænser afhængigt af scenarie.

I figuren nedenfor er vist forholdet mellem den mængde el, som flyttes på tværs af landegrænser og elforbruget. Det ses, at denne andel stiger markant frem mod 2050. Dette hænger sammen med den kraftige udbygning med vind og sol, der øger behovet for udveksling mellem landene markant.



Figur 30: Forholdet mellem transmitteret el og elforbrug. For Danmark er angivet forholdet mellem internationalt transmissionsflow (ind/ud af Danmark) og nationalt elforbrug.

Der sker cirka en 9-dobling af transmitteret el ind og ud fra Danmark, men kun omtrent en tredobling af elforbruget. I Europa cirka 6-dobling af transmitteret el samtidig med cirka fordobling af elforbruget. Langt større andel af elektricitet vil i 2050 have krydset en eller flere landegrænser.

## 6. Udvikling af det danske energiforbrug frem mod 2050

I det følgende gennemgås udviklingen af det endelige energiforbrug i Danmark frem mod 2050. Som nævnt er COMBO-scenariet opstillet med inspiration fra Energistyrelsens Basisfremskrivning frem mod 2030 og derefter fortsættes omstillingen frem mod 2050, hvor målet om klimaneutralitet for Danmark opnås. Elektrificeringen sker i et moderat tempo, hvilket betyder, at der fortsat er brug for en del brændsler i energiforsyningen i 2050, og der er dermed et større behov for PtX-teknologier i dette scenarie. I det ambitiøse-scenarie gennemføres en stor elektrificering af energiforbruget frem mod 2030 og videre mod 2050. Det er desuden sat som mål i dette scenarie, at Danmarks 70%-målsætning for 2030 skal nås.

Elektrificeringen sker i hovedtræk ved en kraftig elektrificering alle sektorer:

- Omstilling af opvarmning fra olie og gas til varmepumper
- Kraftig forøgelse af el til transport
- Øget anvendelse af el i industrien, særligt ved brug af varmepumper, hvor det er teknisk muligt.

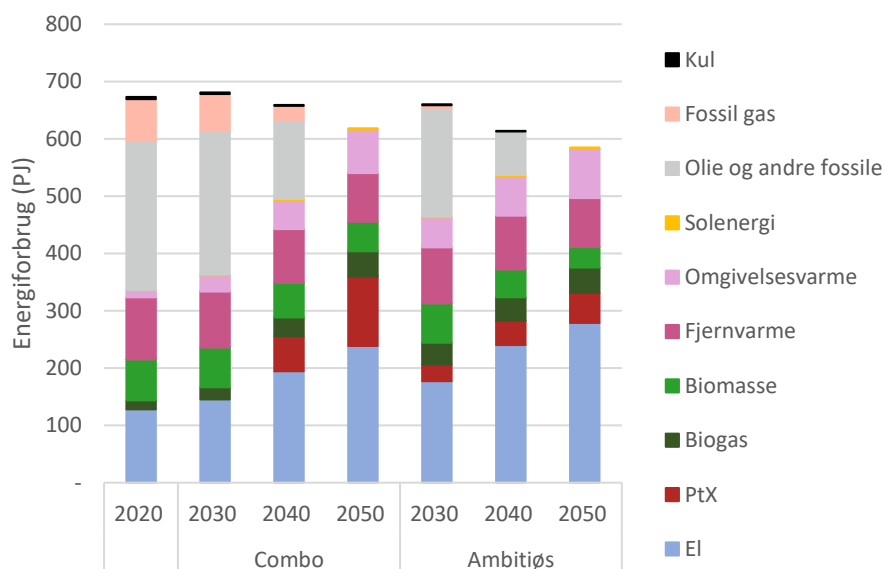
I tabellen nedenfor er der givet en oversigt over de vigtigste tiltag i scenarierne for Danmark med fokus på hhv. 2030 og 2050.

Sektor	COMBO	Ambitiøs
El- og fjernvarme	<ul style="list-style-type: none"> <li>Optimering af el- og fjernvarmesektor uden særlige VE-krav i Danmark</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Danmarks skal være selvforsynende med el på årsbasis.</li> <li>Forskelle til COMBO drevet af forbrugsændringer (elektrificering) og elproduktionskravet.</li> </ul>
Bygninger	<ul style="list-style-type: none"> <li>Omstilling af varmeforsyningen i bygninger følger basisfremskrivningen mod 2030.</li> <li>Efter 2030 fortsættes udfasningen af naturgas- og oliefyr. Udfasningen af gas- og oliefyr når 2030-niveauet fra det ambitiøse scenarie i 2050.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Accelereret omstilling af varmeforsyningen</li> <li>2030: 70% af naturgasfyr og 95% af oliefyr udfaset og erstattet med varmepumper.</li> <li>2050: Fortsættelse af omstillingen af gasfyr. I 2050 er gasforbruget reduceret med 96% ift. 2020. Antallet af oliefyr forventes ikke at falde yderligere efter 2030. Den lille rest forsynes af elektrofuels.</li> </ul>
Industri	<ul style="list-style-type: none"> <li>2030: Kun omstilling af olie og naturgasforbrug til lavtemperaturforbrug, hvor el dækker 54%.</li> <li>2050: Følger udviklingen i Europa, hvor 95% af lavtemperatur og 32% af middeltemperatur er omstillet til el. Varmeforbruget ved høj temperatur er ikke elektrificeret.</li> <li>Delvis elektrificering af intern transport. 10% af transportarbejde leveres af elkøretøjer i 2030, 50% i 2050.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2030: Omstilling af olie og naturgasforbrug til varmepumper og elpatroner. 65% af lavtemperaturforbrug, 42% af mellemtemperaturforbrug og 19% af højtemperaturforbrug</li> <li>2050: 88% af lavtemperatur leveres af el, resten af biomasse. 68% af mellemtemperatur og 58% af højtemperatur varmebehov kommer fra el-baserede kilder.</li> <li>Delvis elektrificering af intern transport. 30% af transportarbejde leveres af elkøretøjer i 2030, 80% i 2050.</li> </ul>
Transport	<ul style="list-style-type: none"> <li>250.000 elbiler i 2030 (7% af bilparken), 78% af bilparken i 2050.</li> <li>24.000 elvarebiler i 2030 (5% af bilparken), 80% af bilparken i 2050.</li> <li>Ingen ellerslastbiler i 2030, 12% af bilparken i 2050.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1 mio. elbiler i 2030 (28,5% af bilparken), 100% af bilparken i 2050.</li> <li>80.000 elvarebiler i 2030 (16,5% af bilparken), 97% af bilparken i 2050</li> <li>5% af bilparken for lastbiler er elbiler i 2030, 50% i 2050</li> </ul>
Elektrofuels	<ul style="list-style-type: none"> <li>2030: Ingen introduktion af elektrofuels</li> <li>2050: Kraftig opskalering for at sikre fossilfrihed i 2050. Især den mindre elektrificering end i det ambitiøse scenarie betyder, at kravet til elektrofuels er højere med et samlet forbrug på ca. 126 PJ.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2030: I alt ca. 30 PJ elektrofuels, der sikrer en opfyldelse af 70%-målsætningen.</li> <li>2050: PtX mængden fordobles til ca. 58 PJ, hvoraf størstedelen dækker forbrug til udenrigsfly (der ikke er en del af 70%-målsætningen for 2030).</li> <li>I starten (2030) kan en større del af elektrofuels være i form af brint og gas. I 2050 antages en stor del at skulle være i flydende form for at servicere forbrug til fly.</li> </ul>

Tabel 4: Oversigt over tiltag i de forskellige sektorer i de to scenarier for udvikling af det danske energisystem.



Nedenstående figur viser udviklingen i det samlede, endelige energiforbrug frem mod 2050 i de to scenarier. Anvendelsen af grønne gasser og PtX-brændstoffer er ikke fordelt på de enkelte slutforbrugssektorer i de efterfølgende sektioner, men Tabel 5 viser en oversigt over andelen af grøn gas og PtX i de to scenarier.



Figur 31: Endeligt energiforbrug i Danmark i COMBO-scenariet og i det ambitiøse scenarie (bygninger, industri og transport).

	Andel grøn gas		Andel øvrig PtX	
	COMBO	Ambitiøs	COMBO	Ambitiøs
2020	18%	18%	0%	0%
2030	24%	93%	0%	4%
2050	100%	100%	100%	100%

Tabel 5: Andele af grøn gas (biogas + gasformig PtX) af samlet endeligt gasforbrug, samt andel af øvrig PtX af samlet endeligt forbrug af flydende brændsler, kul og affald.

## 6.1. Elektrificering

Den samlede direkte og indirekte elektrificering fremgår af tabel xx og xx, fordelt på de enkelte sektorer. I det ambitiøse scenarie nås en direkte elektrificeringsandel på 30% i 2030, stigende til 58% i 2050. Den direkte elektrificering er højere indenfor industri og transport, mens der på sigt opnås et sammenligneligt niveau i bygninger. Når den indirekte elektrificering tælles med, opnår COMBO-scenariet en højere elektrificering, hvilket skyldes både den dårligere effektivitet på teknologier, der anvender PtX, samt en lavere elektrificering af fjernvarmeproduktionen i det ambitiøse scenarie.

	COMBO			Ambitiøs	
	2020	2030	2050	2030	2050
Bygninger	31%	42%	63%	45%	62%
Industri	31%	31%	48%	45%	69%
Transport	1%	4%	26%	9%	44%
-Vejtransport	0%	3%	37%	10%	73%
Total	19%	23%	47%	30%	58%

Tabel 6: Direkte elektrificering i endeligt energiforbrug i Danmark i de to scenarier.

	COMBO			Ambitiøs	
	2020	2030	2050	2030	2050
Bygninger	32%	49%	73%	47%	68%
Industri	31%	31%	48%	45%	69%
Transport	1%	4%	26%	9%	44%
-Vejtransport	0%	3%	37%	10%	73%
Total	20%	26%	75%	35%	72%

Tabel 7: Elektrificering inkl. indirekte elektrificering i endeligt energiforbrug i Danmark i de to scenarier.

Beregning af elektrificeringsgrader er i dette projekt baseret på energiforbruget, og dermed ikke den leverede energiservice. Elektrificeringsgrader beregnet på baggrund af leveret energiservice vil særligt i transportsektoren være højere, da elbiler er mere effektive. Desuden er et valgt ikke at medtage omgivelsesvarme i tælleren, for at sikre at varmeforsyning, teoretisk baseret på 100% varmepumper faktisk vil vise en elektrificering på 100%.

Det giver følgende beregninger:

El%

$$= \frac{Elforbrug_{endeligt}}{Energiforbrug_{endeligt} - Omgivelsesvarme_{endeligt+fjernvarme}}$$

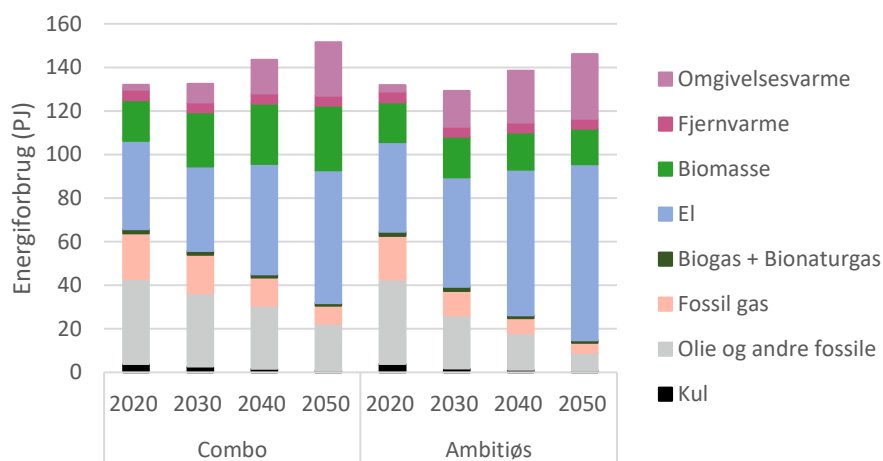
Indirekte elektrificering

El%<sub>indirekte</sub>

$$= \frac{Elforbrug_{endeligt+fjernvarme} + PtX_{endeligt+fjernvarme}}{Energiforbrug_{endeligt} - Omgivelsesvarme_{endeligt+fjernvarme}}$$

## 6.2. Industri

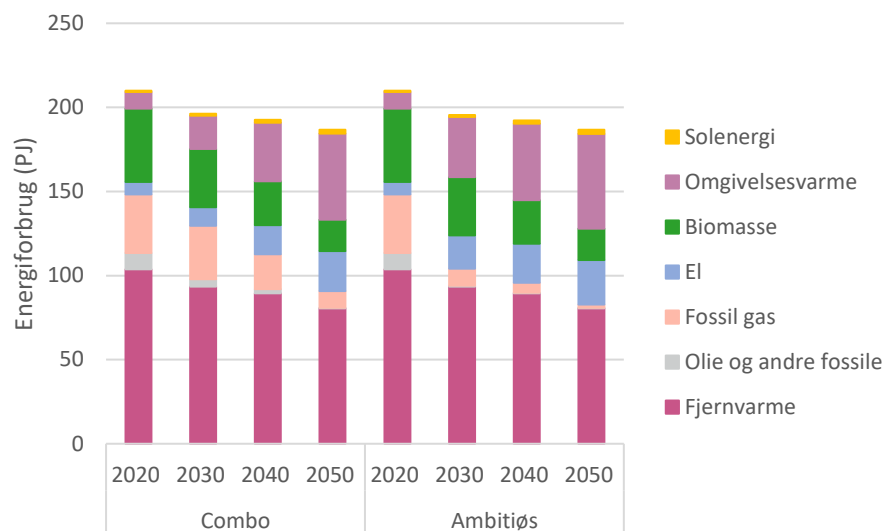
I industrien er en stor del af forsyningen i dag baseret på olie og naturgas og en mindre andel af kul. Der anvendes desuden biomasse og en mindre mængde el. I scenarierne sker der en markant reduktion af anvendelsen af fossile brændsler, størst i det ambitiøse, hvor også elektrificeringen er væsentligt mere markant end i COMBO-scenariet. På meget kort sigt (perioden mellem 2020 og 2030) sker der i scenarierne også en vis omstilling til biomasse, særligt hvor der i dag anvende industriel kraftvarme. Afhængig af de præcise rammevilkår for denne del af industrien kan biomasseomstillingen her være overvurderet.



Figur 32: Endeligt energiforbrug i industrien i COMBO-scenariet og det ambitiøse scenarie for Danmark frem mod 2050. Det viste forbrug af fossile brændsler erstattes mod 2050 med PtX i begge scenarier.

## 6.3. Bygningsopvarmning

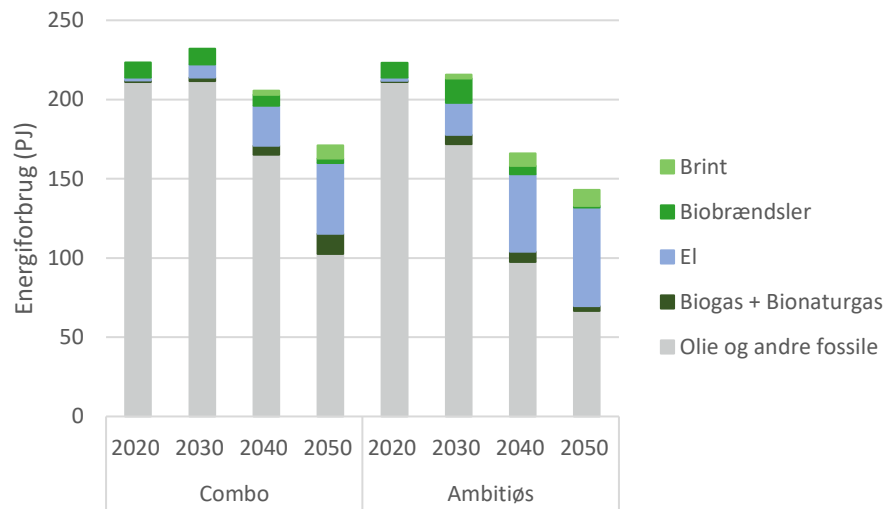
I nedenstående figur ses det endelige energiforbrug til opvarmning i de to scenarier for Danmark frem mod 2050. Det endelige energiforbrug falder som følge af besparelser og omstillingen fra brændselsbaseret opvarmning til el-varmepumper. Fjernvarmens andel af det endelige energiforbrug udgør lidt under halvdelen, mens varmepumpernes andel i COMBO-scenariet stiger til ca. 41% i 2050 og i det ambitiøse scenarie helt op til 45%. I praksis kan en del af omstillingen til varmepumper vise sig at blive omstilling til fjernvarme. Den resterende del udgøres af biomasse (brændeovne og træpillekedler) og af gasfyr.



Figur 33: Endeligt energiforbrug til opvarmning af bygninger i COMBO-scenariet og det ambitiøse scenarie for Danmark frem mod 2050. Det viste forbrug af fossile brændsler erstattes mod 2050 med PtX i begge scenarier.

## 6.4. Transport

Nedenstående figur viser det endelige energiforbrug i transportsektoren i de to scenarier for Danmark frem mod 2050. Det ses, at andelen af el stiger markant. I det ambitiøse scenarie er udviklingen væsentligt mere markant, men også i COMBO-scenariet stiger el i transportsektoren. Det er overvejende vejtransporten, som omstilles til el. Det ses også, at der er en relativt stor andel flydende, fossile brændsler tilbage i transportsektoren, hovedsagelig til flytrafikken, men i COMBO-scenariet til vejtransport. I 2050 regnes der med, at dette brændsel vil blive leveret som elektrofuels.



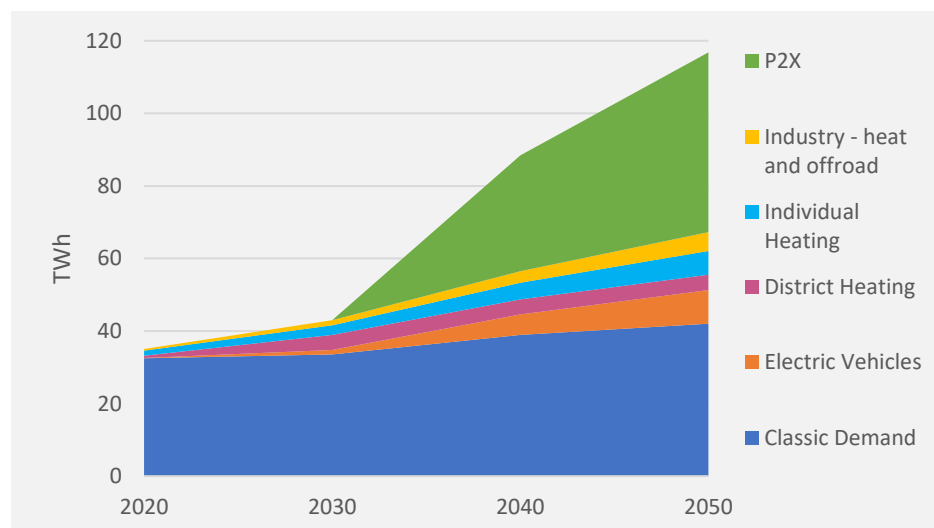
Figur 34: Endeligt energiforbrug i transportsektoren (inkl. udenrigs luftfart) i de to scenarier for Danmark frem mod 2050. Det viste forbrug af fossile brændsler erstattes mod 2050 med PtX i begge scenarier.

## 7. Udvikling af el- og fjernvarmesystemet i Danmark mod 2050

I det følgende fokuseres på, hvordan den øgede elektrificering af elsystemet i Europa påvirker udviklingen af elsystemet i Danmark.

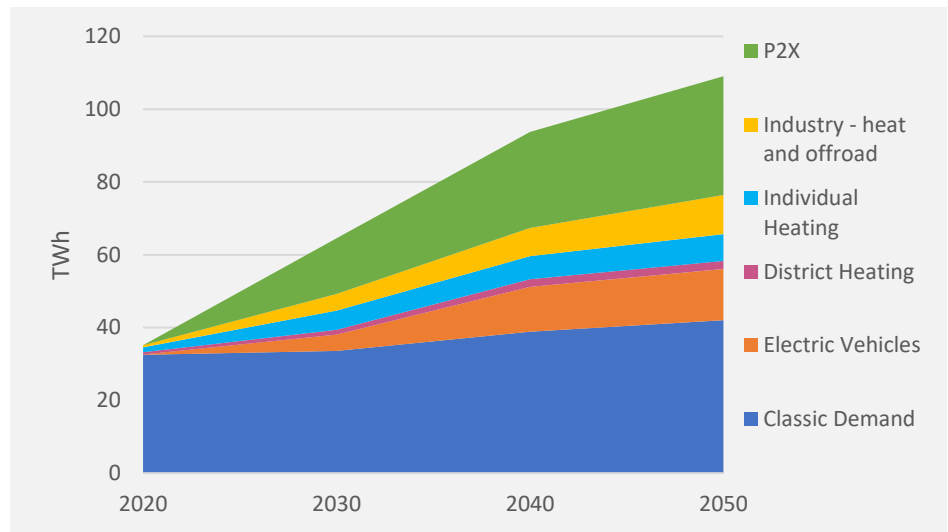
### 7.1. Forbrugsudvikling

Nedenfor ses elforbrugsudviklingen for Danmark i COMBO-scenariet. Frem mod 2030 sker forøgelsen af elforbruget særligt i fjernvarmesektoren, hvor der sker en kraftig udbygning med varmepumper. Efter 2030 sker der også en væsentlig forøgelse af elforbruget i industrien og til transport, og der sker en markant forøgelse af elforbruget til produktion af brændsler på basis af el (PtX).



Figur 35: Elforbrugsudvikling for Danmark fra 2020 til 2050 i COMBO-scenariet.

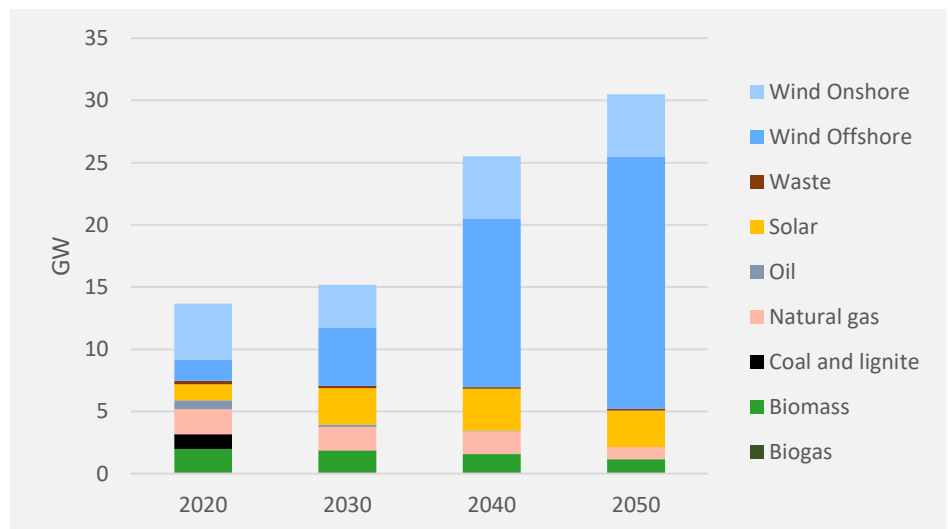
Nedenfor ses elforbrugsudviklingen for Danmark i det ambitiøse scenarie. Elforbruget er her ca. 6 TWh højere i 2030 og ca. 9 TWh højere i 2050, når der ses bort fra elforbruget til PtX. Når dette elforbrug indregnes, bliver elforbruget højere i COMBO-scenariet i 2050 end i det ambitiøse scenarie. Men i 2030 er det højest i det ambitiøse scenarie, da der er behov for en betydelig mængde PtX for at kunne realisere Danmarks 70% målsætning på klimaområdet.



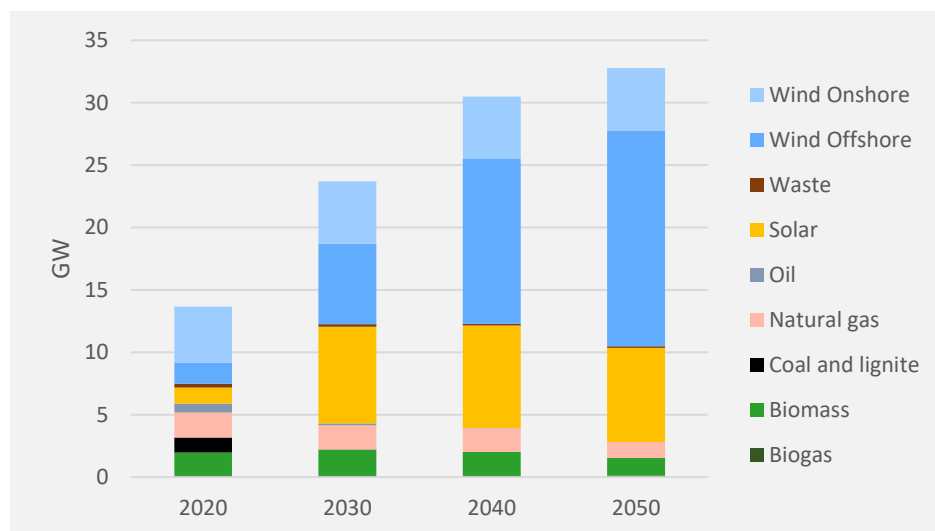
Figur 36: Elforbrugsudvikling for Danmark fra 2020 til 2050 i det ambitiøse scenarie.

## 7.2. Elproduktion

For at producere elektricitet til det voksende forbrug sker en stor udbygning af VE-teknologier. Elproduktionskapaciteten er stærkt domineret af vindkraft, specielt havvind i 2040 og 2050. Afhængigt af scenarie ses 22-26 GW vindkraft i 2050. I det ambitiøse scenarie ses et større indtog af solenergi med omkring 8 GW kapacitet fra 2030.



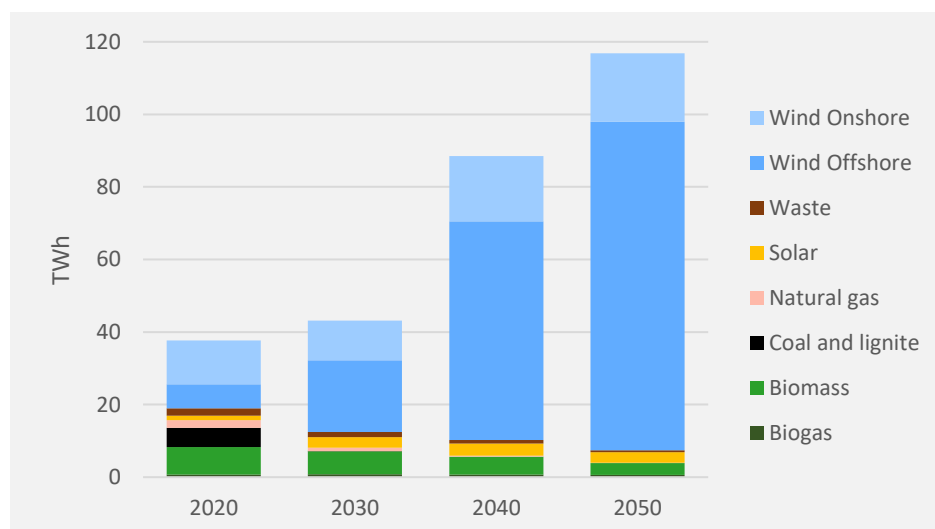
Figur 37: Elproduktionskapacitet i Danmark i COMBO-scenariet.



Figur 38: Elproduktionskapacitet i Danmark i det ambitiøse scenarie.

Fortsat omkostningsreduktion på solceller og batterier kan ændre det relative forhold imellem sol og vind, men solceller har i Danmark den udfordring at de både her færre fuldlasttimer end vind, og står i international konkurrence med produktion fra solceller i de mere sydlige områder.

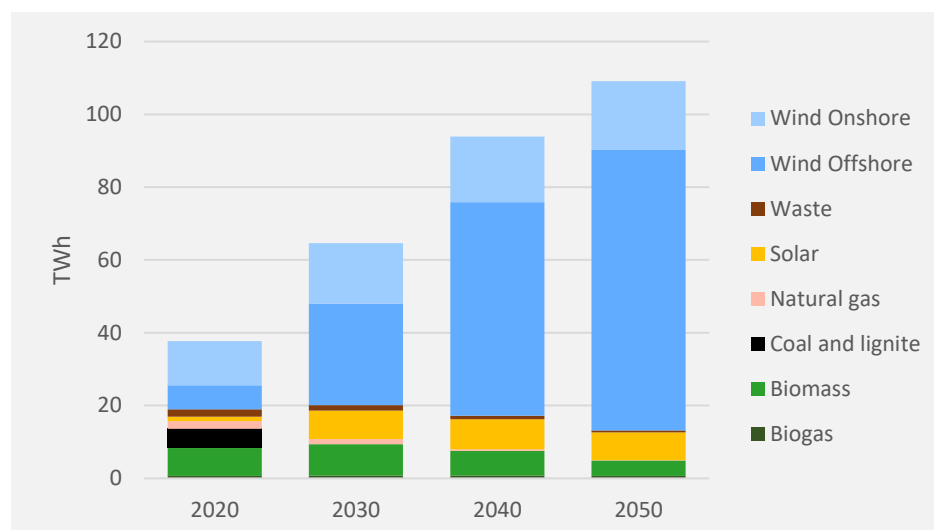
I nedenstående figur ses udviklingen af elproduktion i Danmark i COMBO-scenariet. Fra 2020 til 2030 sker specielt en forøgelse af elproduktionen fra vindkraft, men også fra sol. Samtidig udfases kul helt af elforsyningen, og produktionen fra naturgas reduceres markant. Det er sat som krav, at den indenlandske produktion som minimum skal matche det indenlandske forbrug, og det stigende elforbrug er derfor medvirkende til, at elproduktionen i Danmark stiger markant over perioden.





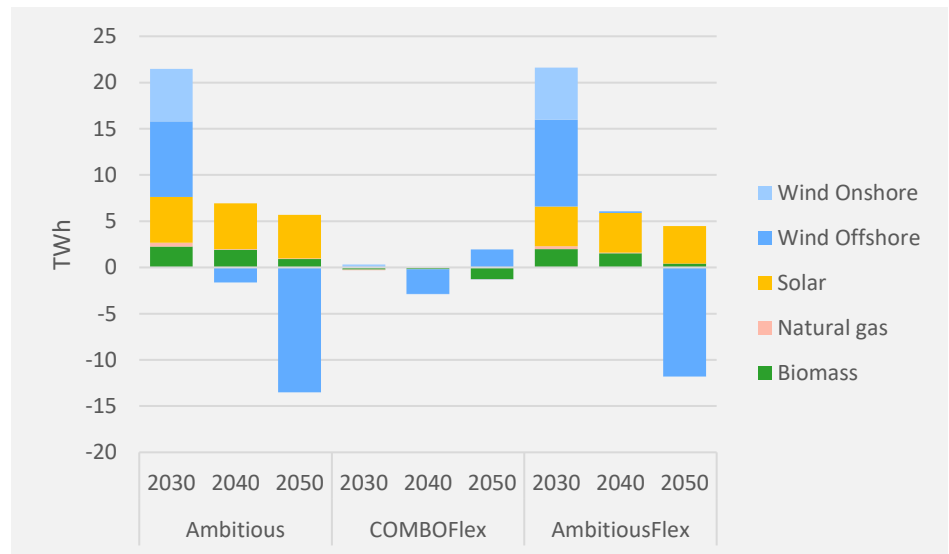
Figur 39: Elproduktion i Danmark i COMBO-scenariet.

I det ambitiøse scenarie er der i 2030 en markant forøgelse af elproduktionen, primært ny havvind, men også landvind og sol. I 2040 og 2050 er forskellene mindre, da elforbruget i COMBO her også stiger markant.



Figur 40: Elproduktion i Danmark i det ambitiøse scenarie.

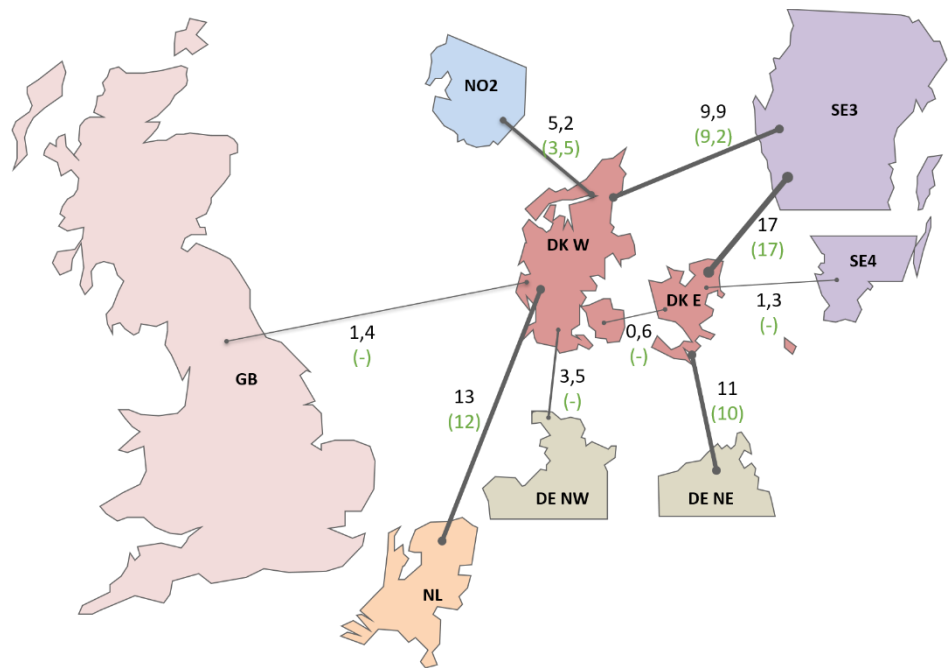
I nedenstående figur ses ændringen af elproduktion i Danmark i de ambitiøse scenarier og i COMBO-Flex i forhold til COMBO-scenariet. Det øgede elforbrug dækkes i 2030 som nævnt overvejende af havvind, men også af landvind, sol og en mindre andel biomasse. I 2050 reduceres mængden af havvind i de ambitiøse scenarier i forhold til COMBO. I det ambitiøse scenarie med øget elforbrugsfleksibilitet, ses en svagt forøget produktion fra havvind og en mindre produktion fra sol end i det tilsvarende scenarie med lavere elforbrugsfleksibilitet.



Figur 41: Ændringer i elproduktionen i Danmark fra COMBO-scenariet til de ambitiøse og fleksible scenarier.

### 7.3. Udbygning med eltransmission

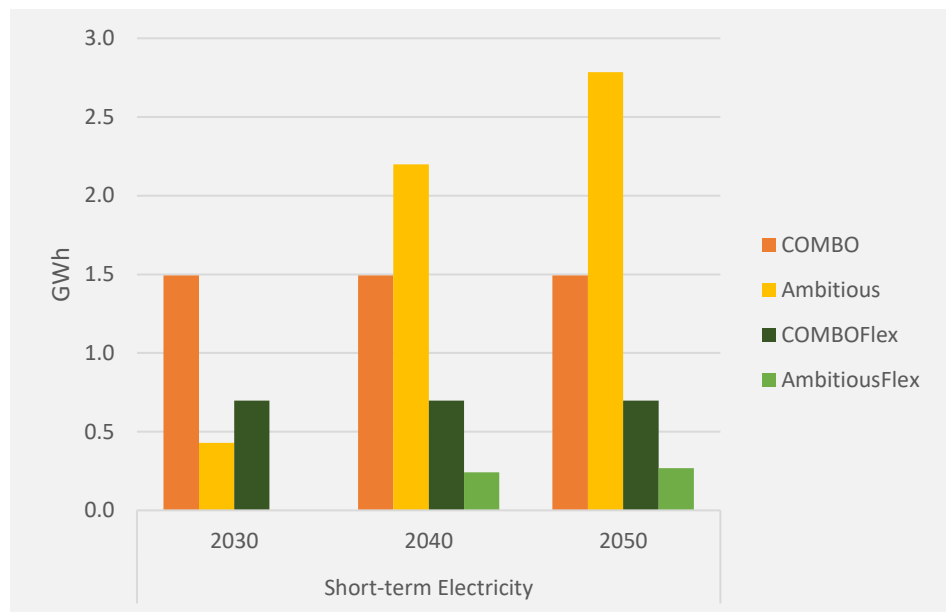
Nedenstående figur viser eltransmissionskapacitet til/fra Danmarks nabolande i 2050. Med grøn er vist udbygningen af kapaciteten fra 2030 til 2050, hvor modellen kan investere i ny kapacitet. Der sker en meget kraftig udbygning af transmissonskapacitet mod Norge og Sverige og mod Holland og Tyskland.



Figur 42: Transmissionskapacitet (GW) til og fra Danmark i 2050. De grønne tal i parentes angiver udbygning fra 2030-2050.

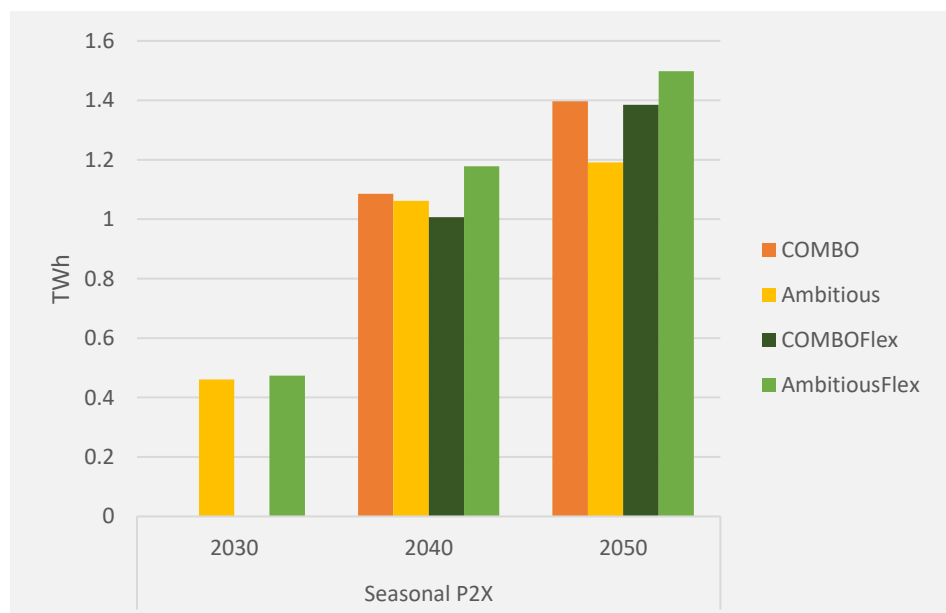
#### 7.4. Lagring og fleksibilitet

I nedenstående figur ses udbygningen med ellagerkapacitet i Danmark. Der er her tale om korttidslagre, dvs. batteriteknologier. I COMBO-scenariet udbygges med knap 1,5 GWh lagerkapacitet svarende til en opladningskapacitet på 750 MW, og kapaciteten fastholdes på dette niveau frem mod 2050. I det ambitiøse scenarie sker der en væsentlig forøgelse af kapaciteten fra 2030 til 2050, så denne øges til knap 3 GWh. I de to scenarier med øget forbrugsfleksibilitet reduceres behovet for ellagre meget væsentligt, da forbrugsfleksibiliteten indirekte kan have samme funktion i elmarkedet som ellagrene.



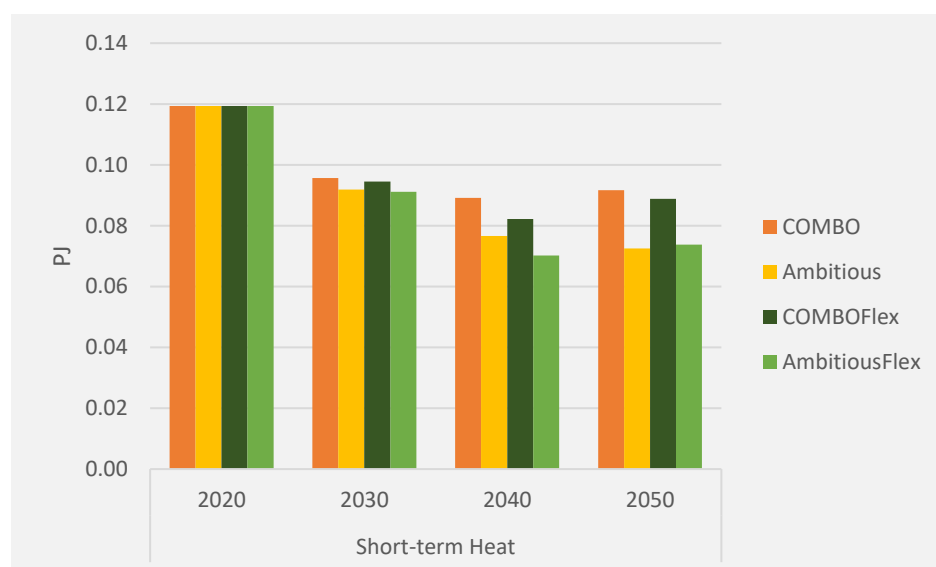
Figur 43: Installeret el-lagerkapacitet i Danmark.

Figuren nedenfor viser udbygningen med lagerkapacitet til produktionen af PtX-brændsler. Modellen kan optimere udbygningen af PtX-produktionskapacitet og -lagerkapacitet, så produktionen i stigende grad kan tilpasses variationer i elprisen, så produktionen sker i perioder med lav elpris. Det ses, at der sker en udbygning med lagre, så der i starten af perioden kan lagres ca. 0,5 TWh brændsler, mens dette stiger op mod 1,5 TWh i 2050.

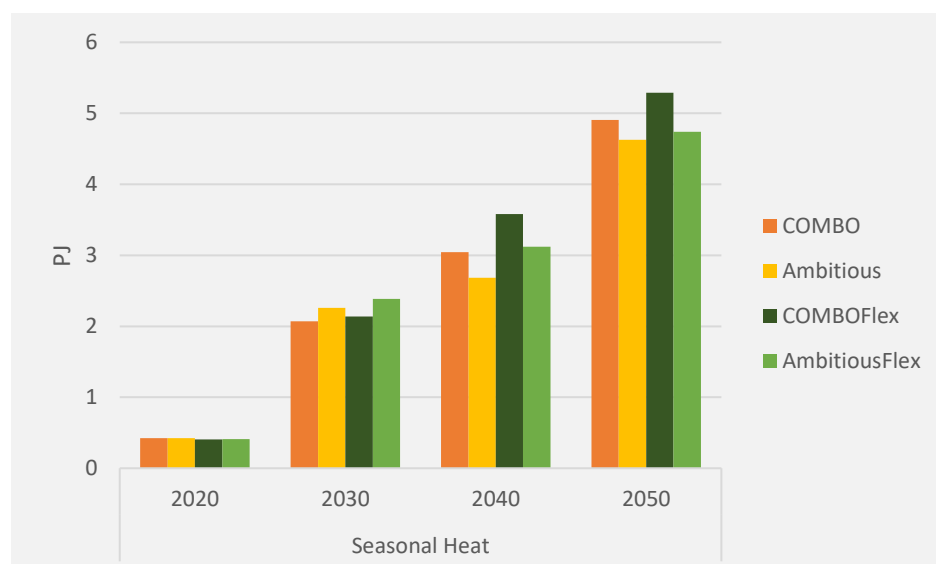


Figur 44: Installeret PtX-lagerkapacitet i Danmark.

Nedenstående figurer viser udbygningen med korttids- og sæsonvarmelagre i fjernvarmesystemet i Danmark. Der sker en meget markant udbygning med sæsonvarmelagre frem mod 2050 i takt med, at udbygningen med sol og vind øges markant i elsystemet. Pga. koblingen mellem el og fjernvarme gennem kraftvarme og varmepumper bliver sæsonvarmelagring i stigende grad attraktivt. Frem mod 2030 etableres der i alt ca. 2 PJ sæsonvarmelagerkapacitet. Dette svarer til en damvarmelagerkapacitet på ca. 12 mio. m<sup>3</sup>. I 2050 stiger dette yderligere til ca. 5 PJ, svarende et lagervolumen på ca. 29 mio. m<sup>3</sup>.



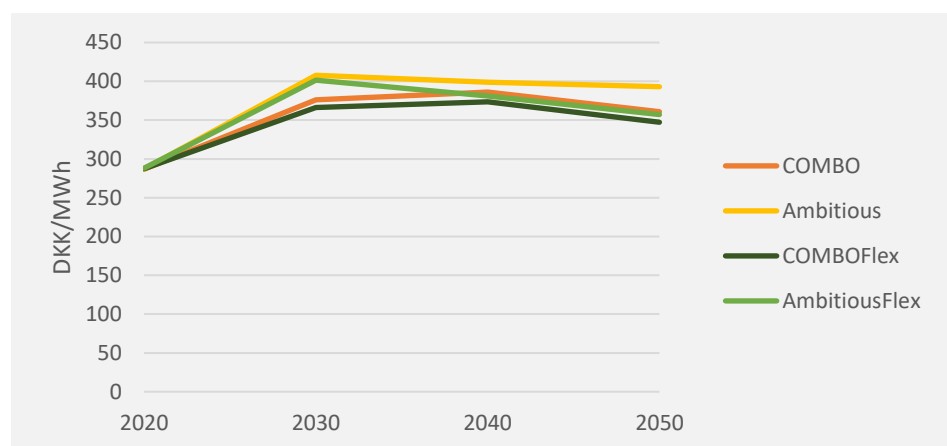
Figur 45: Installeret kortsigtet varmelagerkapacitet i Danmark.



Figur 46: Installeret sæsonvarmelagerkapacitet i Danmark.

## 7.5. Elpriser

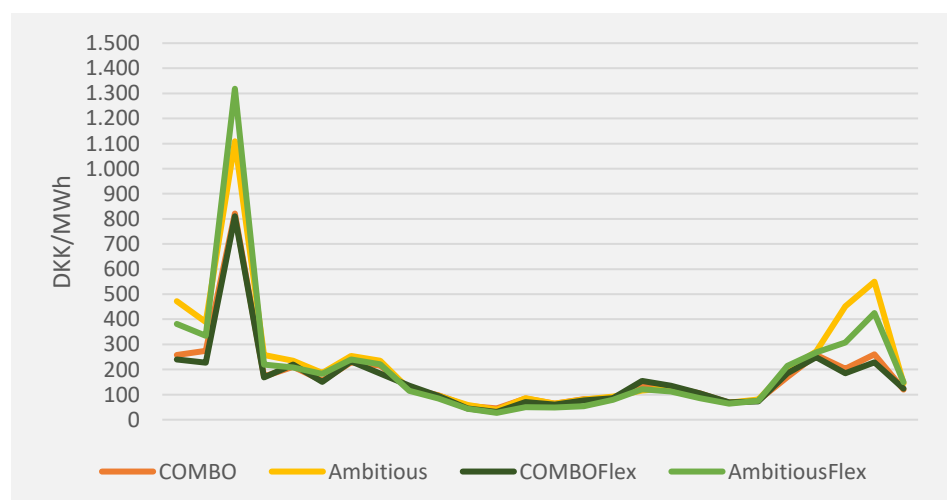
Elpriserne stiger fra 2020 til 2030 som følge af det forøgede elforbrug og stigningen i CO<sub>2</sub>-kvotepriserne. Prisen stiger dog ikke til samme niveau som den gennemsnitlige europæiske pris, hvilket hænger sammen med prisudviklingen i det øvrige nordiske lande med en høj andel vandkraft og gode sol- og vindressourcer. Prisstigningen flader dog ud efter 2040, og forskellen på COMBO-scenariet og det ambitiøse scenarie er lille i 2040, men stiger igen lidt i 2050. Det fremgår også, at en øget fleksibilitet i elforbruget giver lavere gennemsnitlige elpriser.



Figur 47: Gennemsnitlige elpriser i Danmark på tværs af scenarier.

### Sæsonvariation i elpriser på tværs af scenarier

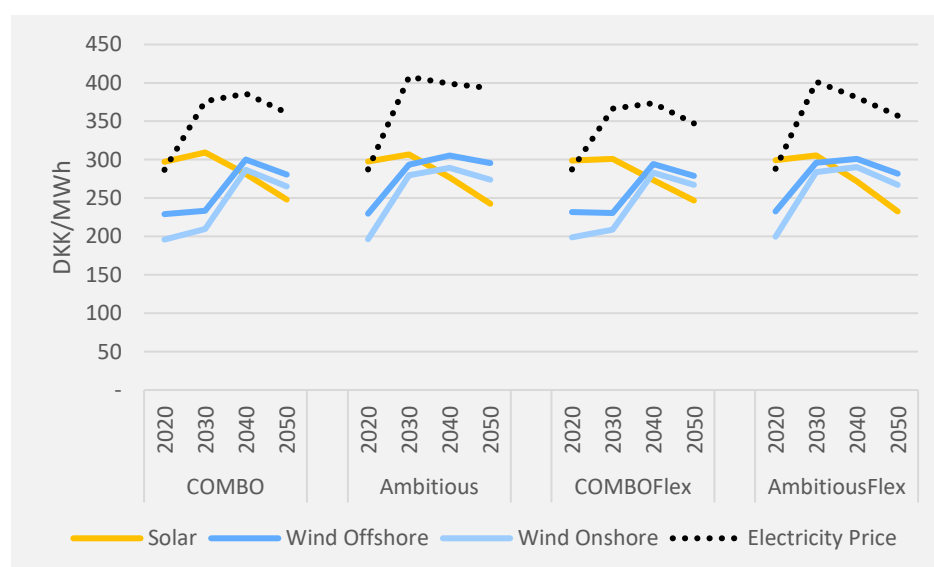
Figuren nedenfor viser elprisens variation som ugentligt gennemsnit hen over året. Der ses som for det øvrige Europa en betydelig sæsonvariation hen over året, og for Danmark er den endda mere markant end for Europa som gennemsnit.



Figur 48: Sæsonvariation af elpriser i Danmark på tværs af scenarier.

### Afregningspriser for sol og vind

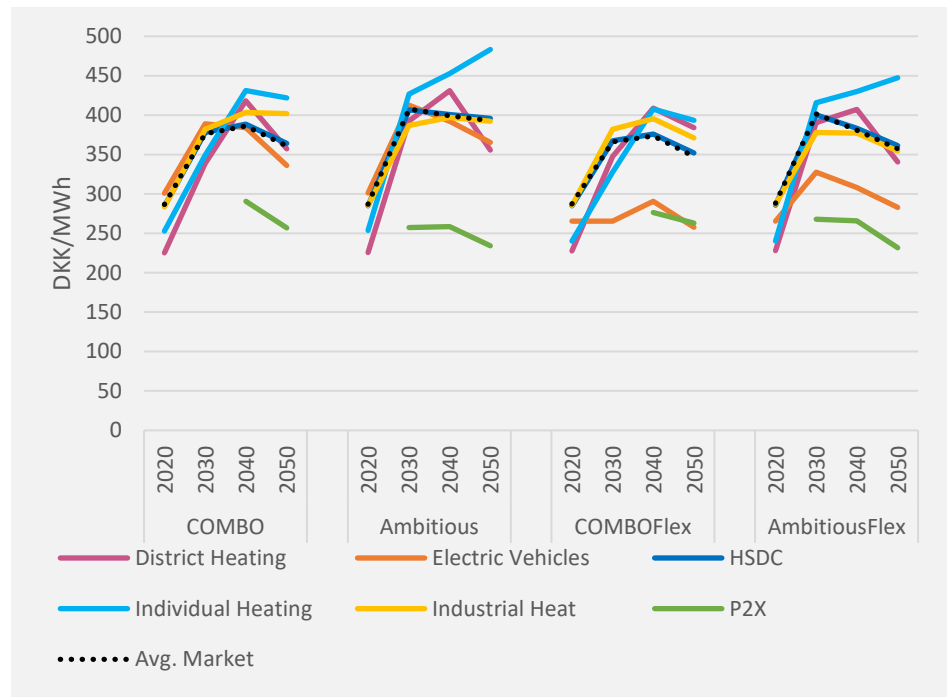
Figuren nedenfor viser afregningspriser for sol og vind i Danmark. De overordnede europæiske tendenser ses også her, dog med en undtagelse for 2030. Afregningsprisen for vindkraft i Danmark er ca. 40% under elmarkedsprisen i COMBO-scenarierne og ca. 25-30% under i de ambitiøse scenarier. Efter 2030 tillades udbygning af transmissionskapacitet i Balmorel, hvorfor afregningsprisen stiger betydeligt for vindkraften til ca. 20-25% under elmarkedspris for alle scenarier. I COMBO-scenarierne introduceres P2X ligeledes efter 2030, hvilket også øger afregningsprisen for vindkraft.



Figur 49: Gennemsnitlige afregningspriser for vind- og solbaseret elproduktion i Danmark.

### Afregningspriser for forbrugskategorier

I nedenstående figur ses de gennemsnitlige afregningspriser for forskellige forbrugskategorier. Det ses, at den individuelle opvarmning generelt afregnes til væsentligt højere elpriser end de gennemsnitlige elforbrug, da forbruget overvejende ligger om vinteren, og da opvarmning i udgangspunktet er ufleksibel. Dette ser på længere sigt anderledes ud for elforbruget i fjernvarmen, som i højere grad har mulighed for at tilrettelægge produktionen fleksibelt. Flexibiliteten i elforbruget til transport slår tydeligt igennem på afregningsprisen for transporten, der sænkes kraftigt med den øgede fleksibilitet.



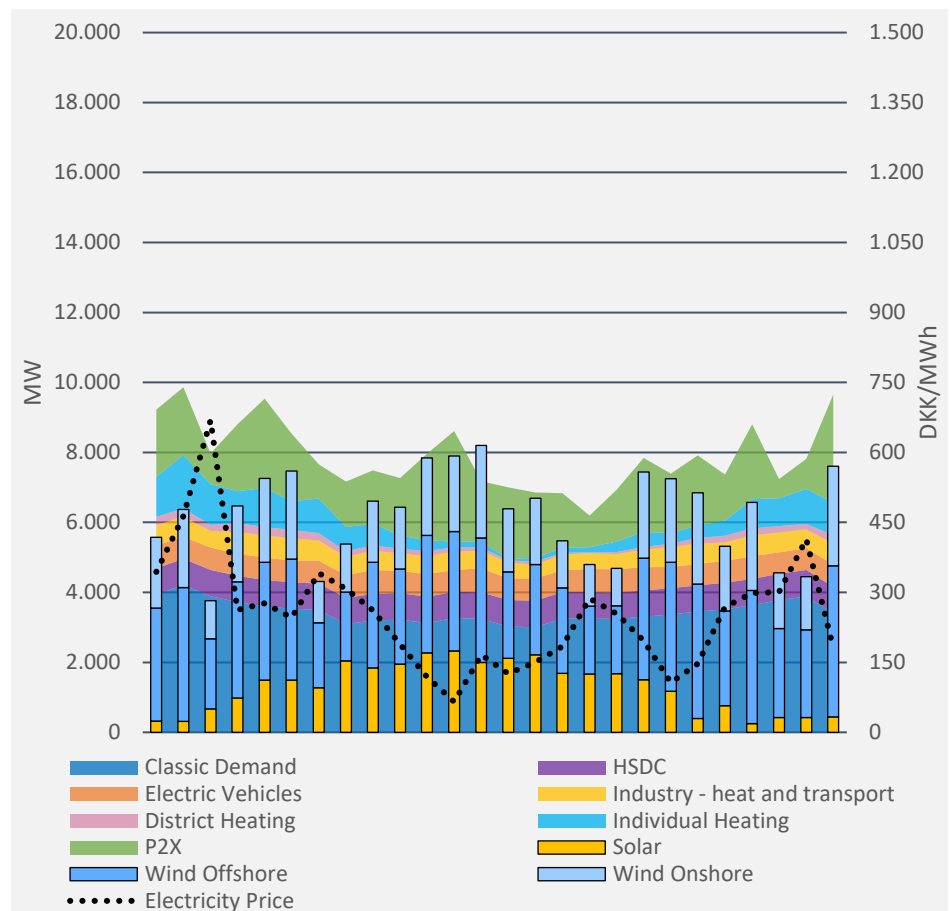
Figur 50: Gennemsnitlige afregningspriser i Danmark for elektricitet opdelt på forbrugstyper.

## 7.6. Systemindpasning over året

De to nedenstående figurer viser det gennemsnitlige elforbrug og elproduktion fra sol og vind samt elprisen for hver af de 26 sæsoner i Balmorel-kørslerne. I Balmorel repræsenterer hver sæson 2 uger. Figureerne er vist for 2030 og 2050.

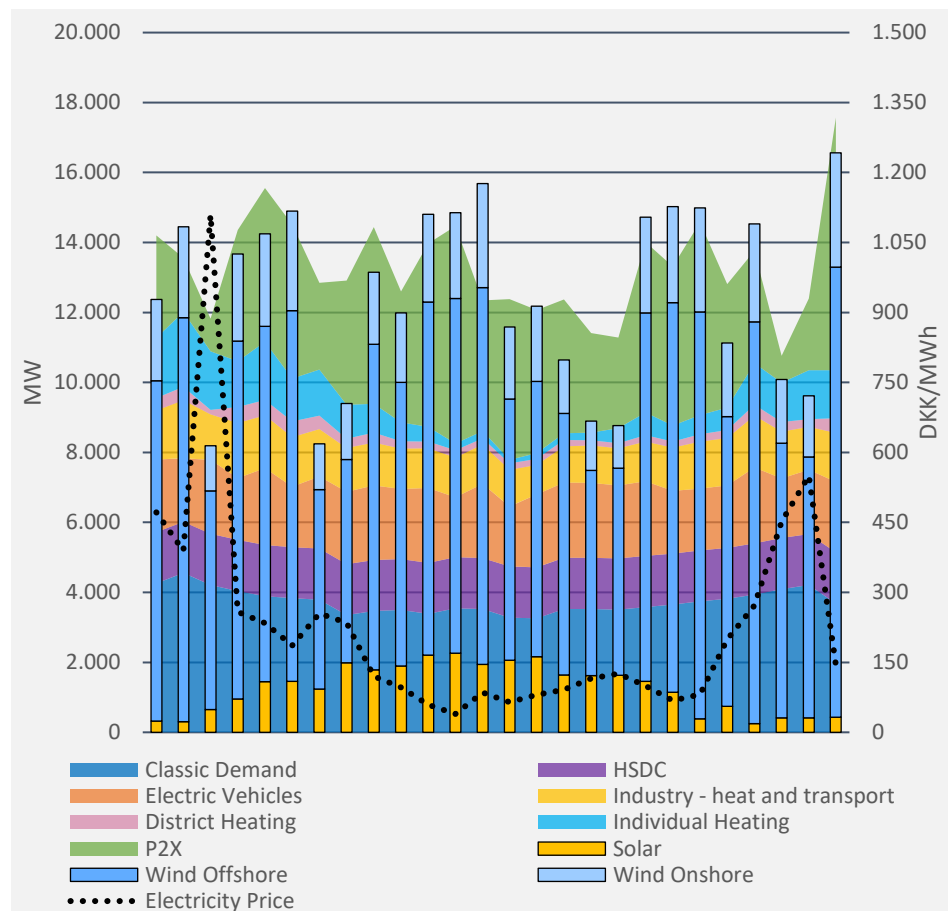
Allerede i 2030 ses det, at PtX spiller en væsentlig rolle i det samlede danske elforbrug.





Figur 51: Sæsonvariation i elforbrug (område), produktion fra vedvarende energikilder (søjler) og elpris (linje, højre akse) for Danmark i 2030 i det ambitiøse scenarie.

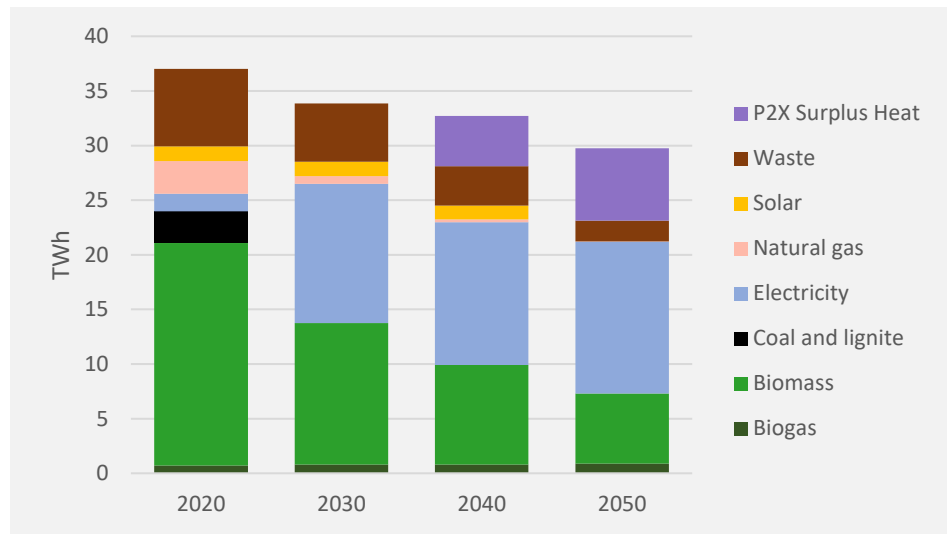
I 2050 er elforbruget steget markant, og det ses, at ugerne med højst elforbrug kommer det op omkring 17.500 MW. Det ses også, at der er en meget markant forskel på den gennemsnitlige elproduktion fra sol og vind hen over ugerne i året.



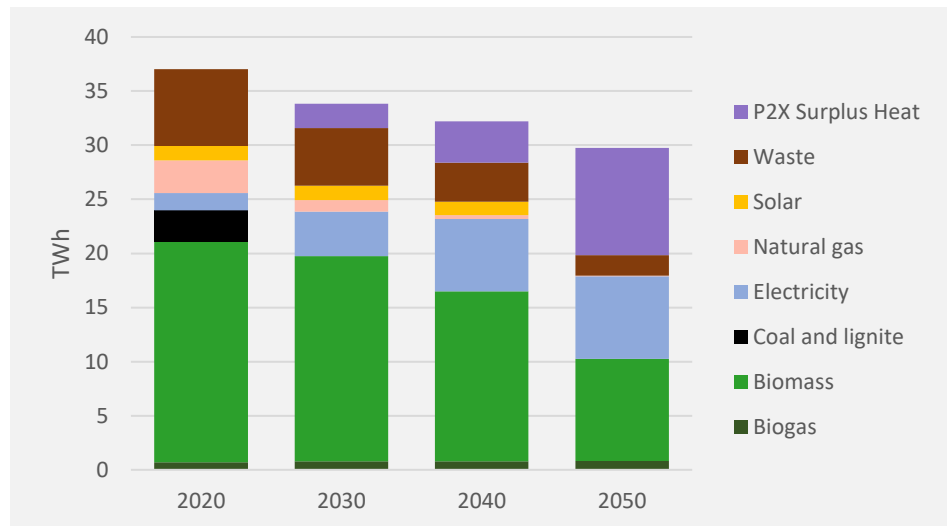
Figur 52: Sæsonvariation i elforbrug (område), produktion fra vedvarende energikilder (søjler) og elpris (linje, højre akse) for Danmark i 2050 i det ambitiøse scenarie.

## 7.7. Fjernvarmeproduktionens udvikling

Figuren nedenfor viser udviklingen i fjernvarmeproduktionen i Danmark i COMBO-scenariet. Fra 2020 til 2030 sker der en stor udbygning med elbaseret varmeproduktion (primært varmepumper), og stor set hele produktionen på kul og naturgas udfases. Derudover sker en reduktion af fjernvarmeproduktionen på biomasse i samme periode. Efter 2030 etableres det produktionsanlæg til produktion af PtX-brændsler i Danmark, og det antages, at en del af overskudsvarmen fra disse anlæg kan nyttiggøres til fjernvarmeproduktion. Det ses også, at fjernvarmeproduktion fra affaldsforbrænding falder over perioden i takt med, at affaldsmængderne til forbrænding falder.

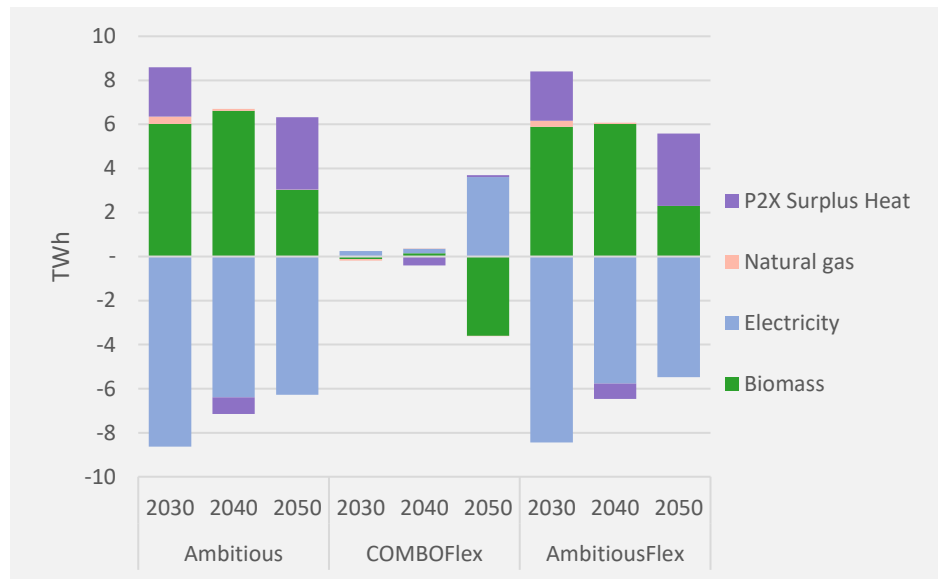


Figur 53: Fjernvarmeproduktion i Danmark i COMBO-scenariet.



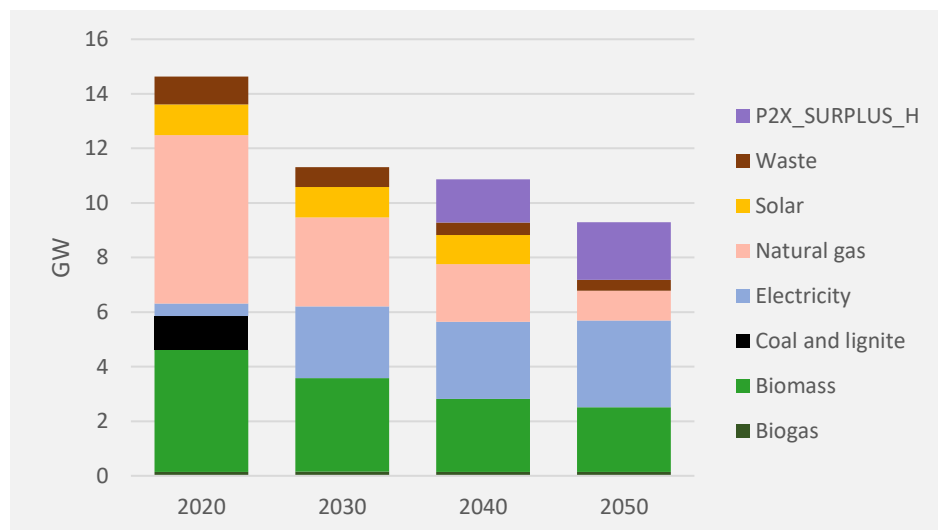
Figur 54: Fjernvarmeproduktion i Danmark i det ambitiøse scenarie.

Figuren nedenfor viser ændringen af fjernvarmeproduktionen i de ambitiøse scenarier sammenlignet med COMBO-scenariet. Det ses, at der sker en reduktion af fjernvarmeproduktionen på varmepumper til fordel for mere produktion på biomasse og overskudsvarme fra biobrændstoffabrikker i det ambitiøse scenarie. Fjernvarmeproduktionen på varmepumper reduceres, fordi den øgede elektrificering betyder højere elmarkedspriser og dermed forringes varmepumpernes konkurrenceevne i forhold til andre fjernvarmeproduktionsteknologier.



Figur 55: Ændring i fjernvarmeproduktion i Danmark fra COMBO-scenariet til de ambitiøse og fleksible scenarier.<sup>2</sup>

Nedenstående figur viser fjernvarmeproduktionskapaciteten fordelt på brændsler i scenarierne. Det ses, at der gennem hele perioden er en ret stor naturgaskapacitet, men denne kapacitet anvendes helt overvejende som spids- og reservelast.

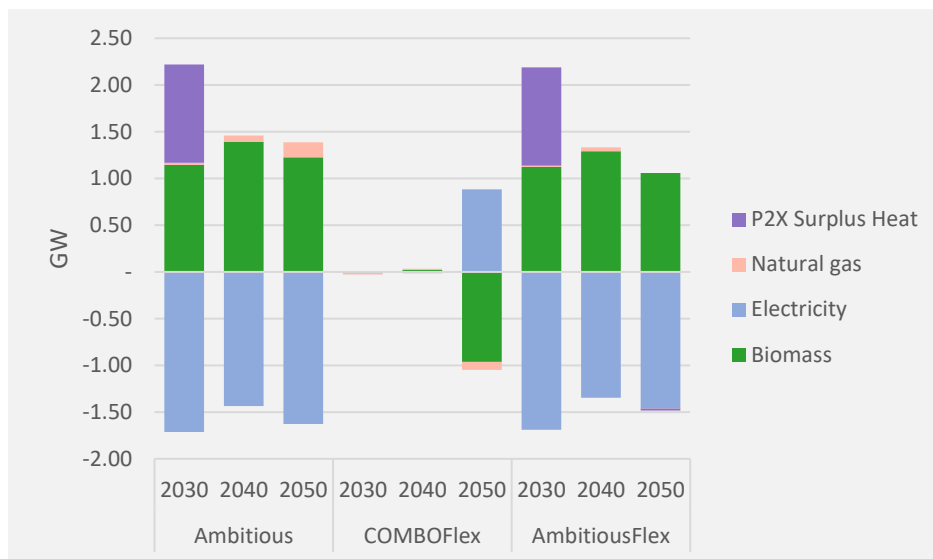


Figur 56: Varmekapacitet i fjernvarmesektoren i COMBO-scenariet.

Nedenstående figur viser ændringen af fjernvarmeproduktionskapaciteten i de ambitiøse scenarier i forhold til COMBO-scenariet. Her fremgår det, at der

<sup>2</sup> Stigningen i fjernvarmeproduktion fra overskudsvarme fra PtX i 2050 ift. COMBO-scenariet skyldes en fejl i modelleringen. Fejlen er uden større betydning for økonomien i el- og fjernvarmesektoren. Den ekstra mængde fjernvarme ville i stedet produceres på varmepumper og biomasse.

lavere varmepumpekapacitet i de ambitiøse scenarier, men højere kapacitet af biomasse og i starten af perioden også af overskudsvarme fra PtX-anlæg.

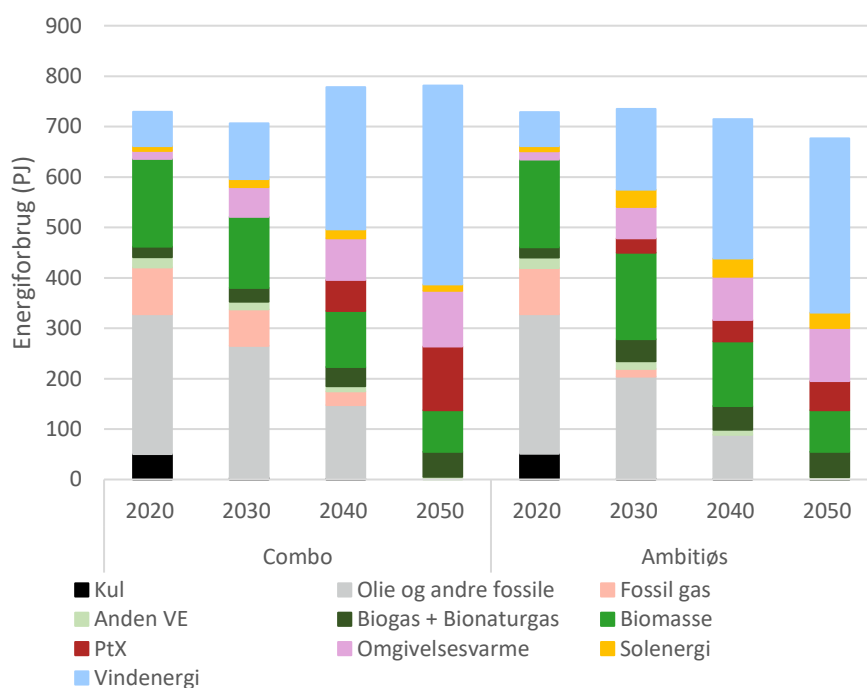


Figur 57: Ændring i varmekapacitet i fjernvarmesektoren fra COMBO-scenariet til de ambitiøse og fleksible scenarier.

## 8. Samlede konsekvenser af elektrificering af det danske energisystem mod 2050

### 8.1. Energisystemets udvikling

På basis af fremskrivningen af det endelige energiforbrug og beregninger af forsyningen af el, varme og elektrofuels kan det samlede bruttoenergiforbrug for Danmark opgøres. Udvikling i bruttoenergiforbruget i scenarierne er vist i figuren nedenfor. Det fremgår, at vindkraftens andel af det samlede bruttoenergiforbrug stiger til over halvdelen af det samlede energiforbrug i 2050. På trods af en ret stor solcelleudbygning udgør solenergien en væsentligt mindre andel på omkring 5 %. Det ses også, at bruttoenergiforbruget er væsentligt højere i COMBO-scenariet end i det ambitiøse elektrificeringsscenario, da dette scenario har en større anvendelse af elektrofuels med et højere energitab end direkte anvendelse af el.



Figur 58: Udviklingen i bruttoenergiforbruget for Danmark i de to scenarier.

### 8.2. Udledning af CO<sub>2</sub> og andre drivhusgasser

70%-målsætningen betyder, at den samlede drivhusemission i Danmark skal reduceres til 21,1 mio. ton CO<sub>2</sub>-ækvivalenter, når LULUCF ikke regnes med.

Der antages her et reduktionsbidrag fra andre sektorer (landbrug og øvrige<sup>3</sup>) på ca. 3 mio. ton, så disse sektorer får en samlet udledning på 12 mio. ton i 2030. Dermed kan de energirelaterede emissioner maksimalt udgøre 9,1 mio. ton, såfremt målsætningen skal nås.

Udledning i 2030 (mio. ton CO <sub>2</sub> -e)	
Udledning ifølge 70%	21,1
Udledning andre sektorer (landbrug, øvrige)	12,0
Udledning energirelateret	9,1

Tabel 8: Sammensætning af CO<sub>2</sub>-e emission i 2030 ekskl. International luftfart, såfremt 70%-målsætningen skal opfyldes.

Tabel 9 viser drivhusgasemissionen i det ambitiøse scenarie til sammenligning med Energistyrelsens Basisfremskrivning. Den energirelaterede udledning reduceres til 13 Mton, og opnåelse af 70%-målsætningen kræver derfor også et bidrag fra eksempelvis CCS. Dette niveau forudsættes fastholdt i det ambitiøse scenarie efter 2030.

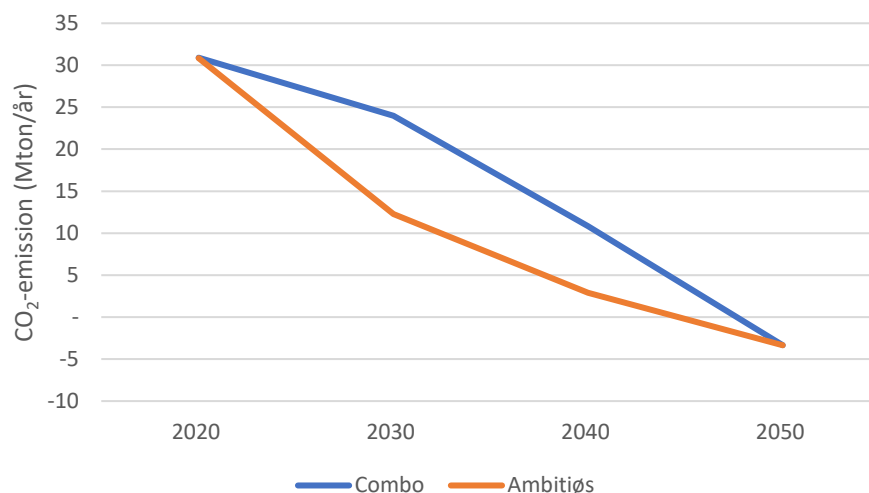
Mio. ton	BF19*	Combo	Ambitiøs	Reduktion ift. BF19
Bygninger	1,7	1,6	0,1	-1,6
Industri	4,9	3,5	2,0	-2,8
El og fjernvarme	2,9	1,5	1,2	-1,6
Transport	11,9	12,4	7,8	-4,1
Nordsø + raffinaderier	1,9	1,9	1,9	-
Landbrug (ekskl. LU-LUCF)	10,5	10,5	9,2	-1,3
Øvrige*	4,5	4,5	2,8	-1,7
CCS			-3,9	-3,9
<b>Total</b>	<b>38,2</b>	<b>35,8</b>	<b>21,1</b>	<b>-17,1</b>

Tabel 9: Drivhusgasemission i Danmark i 2030 i mio. ton CO<sub>2</sub>-ækvivalenter. \*BF19 viser drivhusgasemissionen ifølge brændselsforbruget i Energistyrelsens Basisfremskrivning. Opgørelsen af drivhusgasemissioner foretages af DCE - Nationalt Center for Miljø og Energi på baggrund af input fra Energistyrelsen. De her viste emissioner er dem, der kan opgøres på baggrund af brændselsforbruget i Basisfremskrivningen i de enkelte sektorer. Dette giver en mindre afvigelse ift. Basisfremskrivningens tal for drivhusgasemissionen i disse sektorer opgjort af DCE. Forskellen er taget med under "øvrige", som derfor er lidt højere end i Basisfremskrivningen, mens summen passer. Afvigelser fra DCE's opgørelse skyldes bl.a. grænsehandel med diesel, og opgørelse af flygtige og indirekte emissioner.

Mod 2050 forudsættes klimaneutralitet i både COMBO og det ambitiøse scenarie, og til forskel fra 2030-målsætningen antages dette mål også at omfatte energiforbrug til international luftfart. I 2050 vil fossilt energiforbrug være fuldt udfaset, og CCS kan således bidrage til at neutralisere emissioner i andre sektorer, der vanskeligt kan udfases, herunder i landbruget. I COMBO-

<sup>3</sup> Inkluderer udover kategorien øvrige i basisfremskrivningen også andre bidrag relateret til grænsehandel samt flygtige- og indirekte emissioner.

scenariet indføres CCS efter 2030, således at de to scenarier opnår samme CO<sub>2</sub>-emission i 2050.



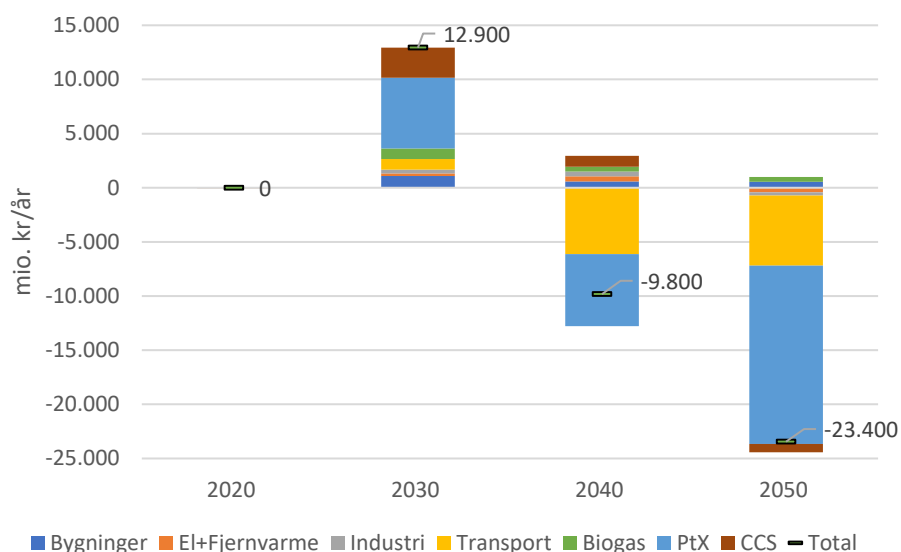
Figur 59: Samlet energirelateret CO<sub>2</sub>-emission mod 2050 i de to scenarier. I denne opgørelse er emissioner fra udenrigsluftfart også inkluderet for at kunne sammenligne den samlede emission frem mod 2050. Uden emissionen fra udenrigsluftfart er emissionen i 2030 i det ambitiøse scenarie 9,1 mio. tons.

### 8.3. Økonomiske konsekvenser af øget elektrificering

Mod 2030 viser det ambitiøse scenarie en samfundsøkonomisk meromkostning ift. COMBO-scenariet stigende til knap 13 mia. kr./år, hvoraf hoveddelen kan tilskrives det højere niveau af produktion og forbrug af elektrofuels for at nå 70%-målsætningen (Figur 60). Allerede få år efter 2030 er meromkostningen vendt til en besparelse sammenlignet med COMBO-scenariet. Omkring 2040 er besparelsen ca. 10 mia. kr./år, stigende til ca. 23 mia. kr. årligt i 2050.

De massive besparelser på langt sigt skyldes især lavere forbrug af elektrofuels, en mere omkostningseffektiv transportsektor på grund af den højere elektrificering, samt en mere omkostningseffektiv industrisektor igen på grund af øget elektrificering.

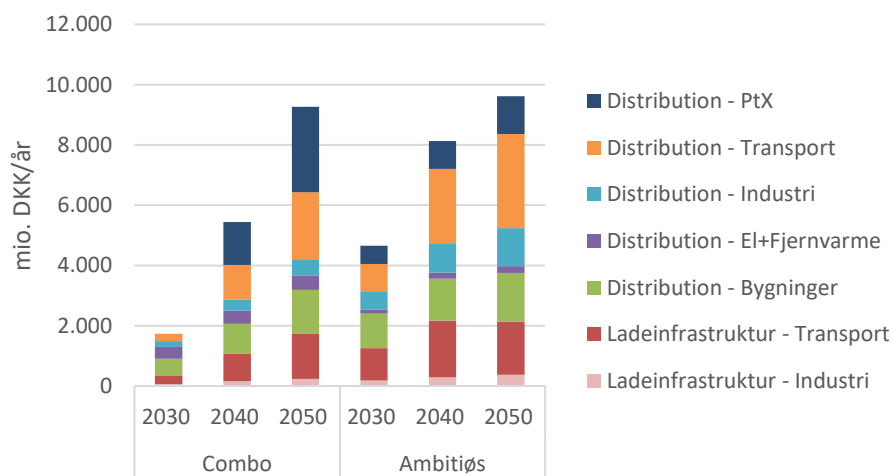




Figur 60: Samfundsøkonomisk méromkostning for Danmark (positiv = meromkostning, negativ = besparelse) i det ambitiøse scenarie ift. COMBO-scenariet.

Omkostninger til udbygning af elinfrastruktur (ekskl. transmission og energilagring) i scenarierne ses i Figur 61. Det skal dog understreges, at distributionsinfrastrukturomkostninger er baseret på generaliserede antagelser om omkostninger ved øget elforbrug inden for forskellige forbrugskategorier. Der er ikke her taget hensyn til evt. ledig transportkapacitet i det eksisterende elnet, der kan mindske behovet for netforstærkninger.

Infrastrukturomkostningerne indgår implicit i de enkelte forbrugskategorier i ovenstående Figur 60.



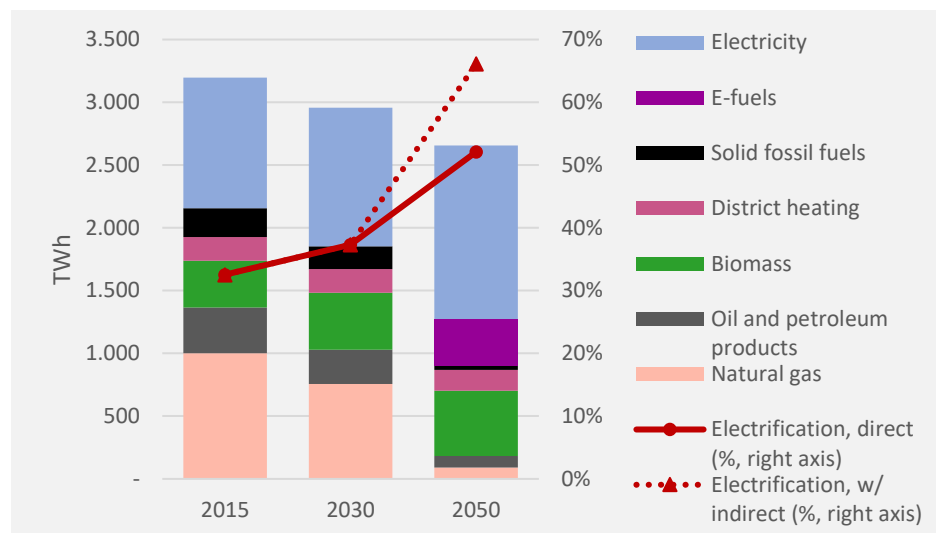
Figur 61: Årlige omkostninger til elnet og ladeinfrastruktur i mio. kr./år. Ladeinfrastruktur gælder transportrelateret energiforbrug, dvs. opladning til køretøjer til vejtransport

*(transportsektor) og opladning til køretøjer til intern transport i landbrug, bygge- anlæg og industrien (industri sektor).*

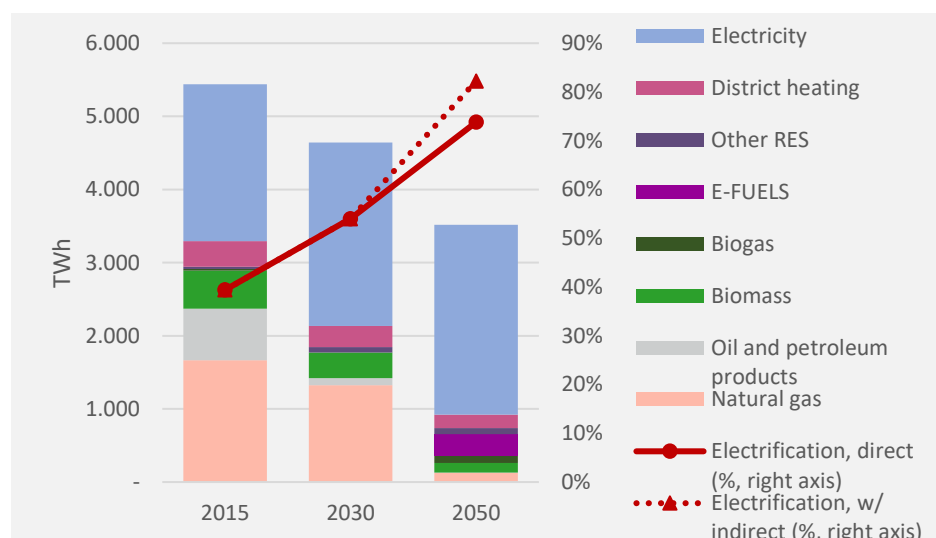
De beregnede meromkostninger for el-infrastruktur på ca. 3,5 mia. kr i 2030 i det ambitiøse scenarie (ekskl. ladere til elbiler) svarer til 12 øre pr. kWh merforbrug af elektricitet. Mod 2050 falder den marginale el-infrastruktur omkostning til ca. 10 øre/kWh. Det betyder, at de gennemsnitlige infrastruktur-omkostninger (nettariffer) målt pr. forbrugt kWh elektricitet i alle sektorer, bliver væsentligt lavere mod 2050 end i dag.

## Bilag 1: Forbrugsudvikling i COMBO og Ambitiøs

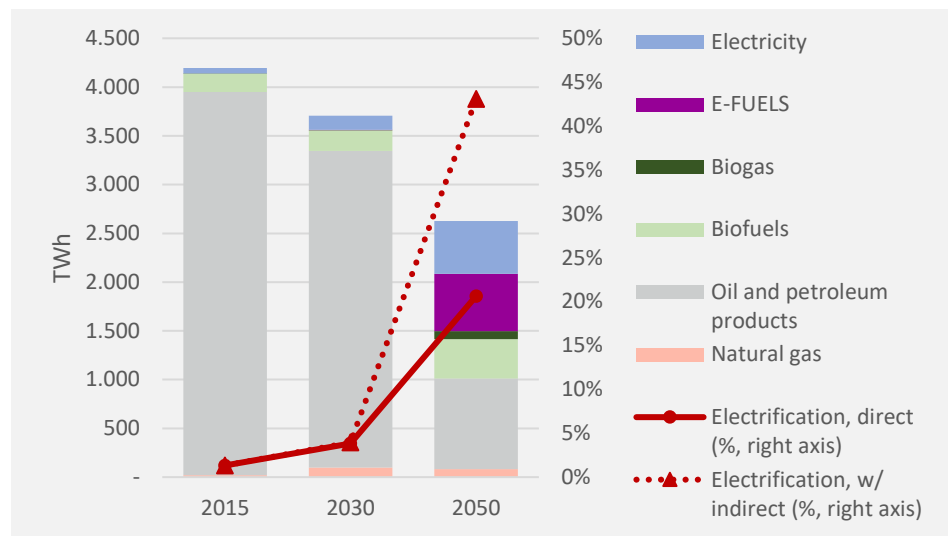
I dette bilag vises de detaljerede data for forbrugsudviklingen i scenarierne.



Figur 62: Udvikling i industriens endelige energiforbrug i Europa i COMBO-scenariet.



Figur 63: Udvikling i bygningers endelige energiforbrug i Europa i COMBO-scenariet.



Figur 64: Udvikling i transportsektoren endelige energiforbrug i Europa i COMBO-scenariet.

COMBO	Total		
	2015	2030	2050
Natural gas	2.685	2.178	295
Oil and petroleum products	4.997	3.616	1.029
Solid fossil fuels	230	181	33
Biomass	895	805	652
Biofuels	191	211	402
Biogas	22	3	179
E-FUELS	0	5	1.258
Other RES	33	76	80
District heating	538	477	349
Electricity	3.238	3.751	4.521
Total	12.829	11.303	8.800
Direct electrification	25%	33%	51%
Total electrification	25%	33%	66%

COMBO	Bygninger		
	2015	2030	2050
Natural gas	1.665	1.322	123
Oil and petroleum products	704	98	6
Solid fossil fuels	0	0	0
Biomass	523	351	131
Biofuels	0	0	0
Biogas	21	0	99
E-FUELS	0	0	297
Other RES	33	76	80
District heating	349	288	185
Electricity	2.142	2.507	2.595
Total	5.437	4.642	3.516
Direct electrification	39%	54%	74%
Total electrification	39%	54%	82%

COMBO	Transport		
	2015	2030	2050
Natural gas	20	100	81
Oil and petroleum products	3.929	3.245	932
Solid fossil fuels	0	0	0
Biomass	0	0	0
Biofuels	191	211	402
Biogas	1	3	80
E-FUELS	0	5	590
Other RES	0	0	0
District heating	0	0	0
Electricity	56	142	542
Total	4.196	3.705	2.627
Direct electrification	1%	4%	21%
Total electrification	1%	4%	43%

COMBO	Industri		
	2015	2030	2050
Natural gas	1.000	756	91
Oil and petroleum products	365	273	92
Solid fossil fuels	230	181	33
Biomass	372	454	521
Biofuels	0	0	0
Biogas	0	0	0
E-FUELS	0	0	372
Other RES	0	0	0
District heating	189	189	164
Electricity	1.040	1.102	1.384
Total	3.196	2.956	2.657
Direct electrification	33%	37%	52%
Total electrification	33%	37%	66%

	Total		
	2015	COMBO (2050)	Ambitiøs (2050)
Natural gas	2.685	295	93
Oil and petroleum products	4.997	1.029	487
Solid fossil fuels	230	33	0
Biomass	895	652	173
Biofuels	191	402	198
Biogas	22	179	50
E-FUELS	0	1.258	1.021
Other RES	33	80	33
District heating	538	349	349
Electricity	3.238	4.521	5.515
Total	12.829	8.800	7.918
Direct electrification	25%	51%	70%
Total electrification	25%	66%	83%

<b>Bygninger</b>			
	2015	COMBO (2050)	Ambitiøs (2050)
Natural gas	1.665	123	0
Oil and petroleum products	704	6	0
Solid fossil fuels	0	0	0
Biomass	523	131	66
Biofuels	0	0	0
Biogas	21	99	21
E-FUELS	0	297	67
Other RES	33	80	33
District heating	349	185	185
Electricity	2.142	2.595	2.778
Total	5.437	3.516	3.149
Direct electrification	39%	74%	88%
Total electrification	39%	82%	90%

<b>Transport</b>			
	2015	COMBO (2050)	Ambitiøs (2050)
Natural gas	20	81	3
Oil and petroleum products	3.929	932	487
Solid fossil fuels	0	0	0
Biomass	0	0	0
Biofuels	191	402	198
Biogas	1	80	29
E-FUELS	0	590	581
Other RES	0	0	0
District heating	0	0	0
Electricity	56	542	1.007
Total	4.196	2.627	2.305
Direct electrification	1%	21%	44%
Total electrification	1%	43%	69%

<b>Industri</b>			
	2015	COMBO (2050)	Ambitiøs (2050)
Natural gas	1.000	91	90
Oil and petroleum products	365	92	0
Solid fossil fuels	230	33	0
Biomass	372	521	107
Biofuels	0	0	0
Biogas	0	0	0
E-FUELS	0	372	372
Other RES	0	0	0
District heating	189	164	164
Electricity	1.040	1.384	1.730
Total	3.196	2.657	2.463
Direct electrification	33%	52%	70%
Total electrification	33%	66%	85%



## Bilag 2 – vigtigste beregningsforudsætninger

	CapEx (mDKK/MW, DKK/kWh)			Virkningsgrad (%)					Fylldningstid (timer, op- / afladning)					Fuldlasttimer (timer)				
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050		
	Teknologidata - produktion																	
Vind (Offshore, 30 km)	16,78	15,22	14,23	13,40									4.500	4.650	4.700	4.900		
Vind (Onshore)	10,12	9,84	9,17	8,69									3.400	3.600	3.700	3.800		
Sol PV	4,83	4,01	3,59	3,22									1.050	1.080	1.100	1.120		
Gasturbine	6,17	5,84	5,84	5,57	56	58	58	60										
Biomasse (CHP, modtryk)	28,89	27,38	27,38	25,49	109	109	109	109										
Teknologidata infrastruktur og lager																		
Transmissionsledning, landkabel (per 100 km)	0,94	0,87	0,82	0,78														
Transmissionsledning, havkabel (per 100 km)	1,15	1,06	1,01	0,96														
Transmissionsledning, transformatorstationer	2,56	2,35	2,23	2,12														
Ellager	3,35	2,35	1,51	1,05	91	92	92	92	2 / 0,33	2 / 0,33	2 / 0,33	2 / 0,33	168	168	168	168		
Varmelager (sæson)	4,19	3,99	3,99	3,57	88	88	88	88	8	8	8	8	8	8	8	8		
Varmelager (korttid)	24,76	24,76	24,76	24,76	95	95	95	95										
Elforbrugsteknologier																		
Batteri EV	1.004	502	452	401	83	88	89	90										
Varmepumpe (individuel)	4,67	4,67	4,67	4,67	300	300	300	300										
Varmepumpe (Fjernvarme)	5,07	4,56	4,33	4,10	336	353	366	379										
Varmepumpe (Industri, <100C)	5,07	4,56	4,33	4,10	309	326	339	351										
Varmepumpe (Industri, 100-300C)	6,74	6,07	5,76	5,46	206	217	226	234										
Elkedel	0,50	0,50	0,50	0,50	99	99	99	99										
PtX																		
Power-to-hydrogen	3,39	2,37	1,60	1,60					66	68	69					2.970		
Power-to-methane	6,90	4,94	3,43	3,43					53	55	56					3.500		
Power-to-liquid	11,70	9,61	6,69	6,69					43	47	48					8.000		
PtX lager (Sæson)	3,90	3,90	3,90	3,90					97	97	97	240	240	240	240	8.000		
PtX lager (Korttid)	57,00	57,00	57,00	57,00					93	93	93	8	8	8	8	8.000		

Figur 65: Vigtigste beregningsforudsætninger for centrale teknologier.

### Økonomi for udbygning af elnet og ladeinfrastruktur i scenarierne

Beregninger for ladeinfrastruktur er baseret på antagelser om fordeling af opladning på både offentlige hurtigladere og hjemmeladere. For omkostninger til elnettet antages fire forskellige niveauer for elnetomkostningen, der dækker både udgifter til øget transmissions- og distributionskapacitet, jf. metoden forklaret ovenfor.

	DKK/MWh
El- og fjernvarme (varmepumper/elpatroner)	95*
Bygninger	240
Industri	160
Transport hurtigladere	160
Transport hjemmeladere	240
PtX	40

*Tabel 10: Antagelser for elnetomkostninger afhængig af tilslutningsniveau/type. \*Varmepumper i el- og fjernvarmesystemet antages at betale en fast tarif pr. kW tilsluttet effekt. Betalingen omregnet til DKK/MWh er derfor afhængig af driften og varierer imellem scenarier og beregningsår.*

## Bilag 3: Data og metodevalg for scenarier for industriens energiforbrug

### Industridata

Tabellen nedenfor viser kategorisering af industriens energiforbrug.

Process	Technology	Availability	Output
Process heat (steam, water)	Heat pump	High	
	High temperature heat pumps	Medium	
	Electric Boiler	High	
	Electrode Boiler	High	
	Vapour recompression	High	
Drying	Electromagnetic	Medium	+
	Impulse drying	Low	
	Impingement Drying	Low	
Sterilisation/Pasteurisation	High pressure sterilisation	Low	
Distillation/Separation	Filtration	Medium	
	Electrical Field/Electrostatic	Low	
	Mechanical techniques	Medium	
Baking/ melting / casting	Electromagnetic	High/Medium	+
	Direct/indirect resistance	High	+
	Electric arc furnace	High	
	Plasma Heating	Medium	
	Electron beam heating	Medium	+

Tabel 11: Kategorisering af industriens energiforbrug.

Industrien i forskellige lande kan være præget af forskellige traditioner og teknologivalg indenfor samme branche.

Der kræves en høj detaljeringsgrad for at kunne lave robust antagelse om mulig elektrificeringsgrad særligt når det gælder højtemperaturprocesser. Det

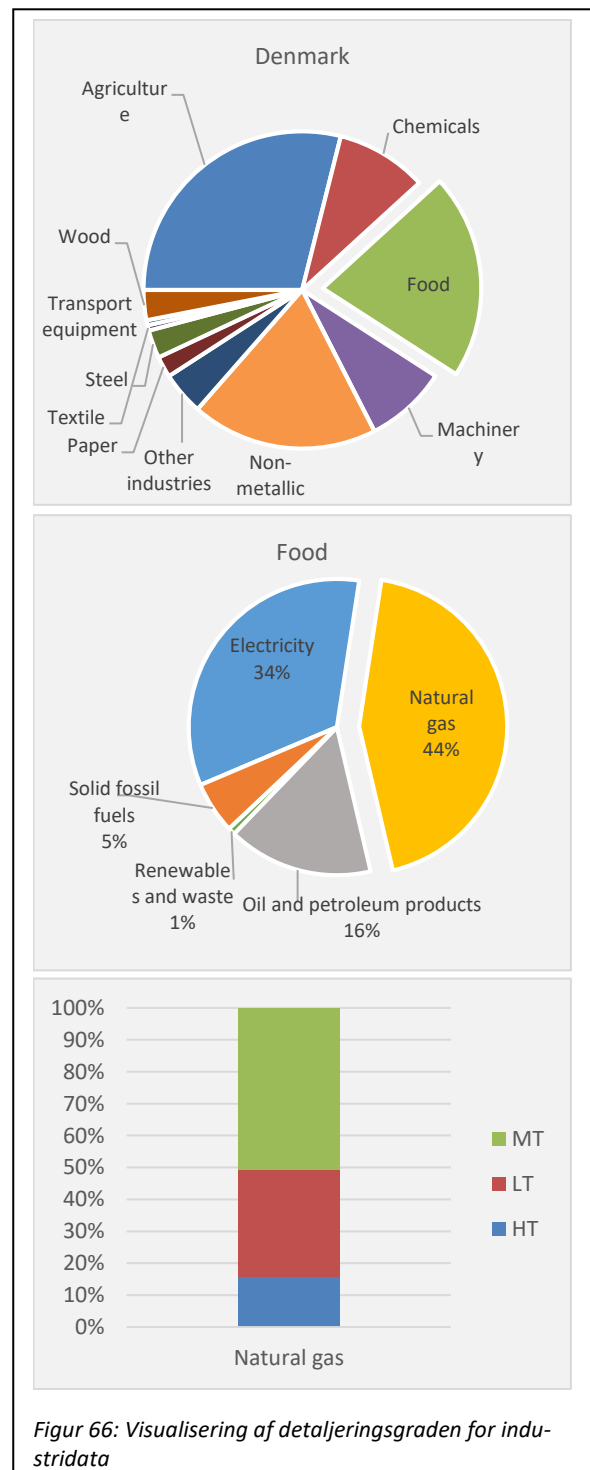
kan ofte være tilfældet, at elektrificering kan kombineres med proceseffektivisering og dermed billiggørelse.

Elektrificering af termiske processer foretages ved hjælp af varmepumper eller elkedler. Varmepumpen foretrækkes for muligt grundet dens effektivitet over 1, men der er tekniske begrænsninger for hvor høje temperaturer kan leveres. Desuden falder effektivitet ved høje output temperaturer.

Det er nødvendigt at identificere hvilke processer de forskellige industrier indeholder og hvilke temperaturniveauer disse processer kræver før elektrificeringspotentialer kan identificeres.

Der er benyttet 3 kilder til skabe et datasæt som identificerer hvor meget forbrug ligger under hvert temperaturniveau for hvert brændsel indenfor hver industri for hvert land.

Figur 66 viser denne detaljeringsgrad med madvareindustrien i Danmark som eksempel. Her opdeles det totale forbrug på brændsler derefter yderligere på temperaturniveauer, hvor LT, MT og HT står for hhv. lav, mellem og høj temperatur.



Figur 66: Visualisering af detaljeringsgraden for industridata

De 3 datasæt gennemgås herunder.

### **Datakilde 1: Viegand & Maagøes**

I Viegand & Maagøes arbejde er processerne/slutanvendelserne for hver industri identificeret samt energiforbruget for disse processer. Forbruget opgives også på brændselstyper.

Viegand & Maagøes arbejde behandler kun data for Danmark og derfor kan det ikke benyttes direkte i en Europa kontekst.

### **Datakilde 2: DTU Mekanik**

DTU Mekanik har yderligere identificeret hvilke temperaturspænd forbruget for de individuelle processer ligger i. For eksempel ligger størstedelen af forbruget relateret til processen "Heating/Cooking" mellem 180 og 220°C.

For at reducere kompleksiteten er temperaturniveauer aggregerede til 3 overordnede niveauer:

- Lavtemperatur (LT): 0 – 100°C
- Mellemtemperatur (MT): 100 – 300°C
- Højtemperatur (HT): 300 – 1500°C

Disse niveauer er bestemt ud fra hvor nemt det er at elektrificere med varmepumper. DTU vurderer at det er teknisk muligt at elektrificere op til 400°C med varmepumper, hvorefter det er nødvendigt at benytte elkedler.

Til elektrificeringsprojektet er der anvendt et groft estimat for omkostninger til elektrificering indenfor hvert temperaturniveau. Ses i Tabel 12. Benyttes som markør for teknologivalg til elektrificering. dige omkostninger.

Temperatur	Pris
LT	4.000.000 kr/MW
MT	5.000.000 kr/MW
HT	1.000.000 kr/MW

*Tabel 12: Estimerede omkostninger per MW kapacitet*

### Datakilde 3: Odyssee

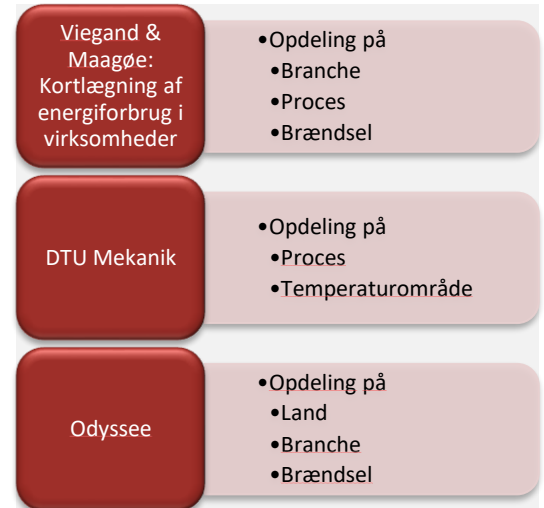
Odyssee databasen indeholder data relateret til energiforbrug, energieffektivitet samt CO2 indikatorer for lande i Europa.

Fra Odyssee er det muligt at hente energiforbrug fordelt på brændsler for de forskellige industrier i hvert land. Dog rapporterer denne kilde ikke på proces og temperaturniveau.

#### Sammenkoblingen:

Figur 67 viser en oversigt over detaljeringsgraderne som findes i hver af de tre datakilder.

Viegand & Maagøe og DTU Mekaniks data kobles så der fås en oversigt over de individuelle industriers processer, brændselsforbruget for disse processernes, samt under hvilke temperaturniveauer dette forbrug ligger. Herefter benyttes Odyssee data til at overføre denne viden til de resterende lande i Europa.



Figur 67: Oversigt over detaljeringsgrad i de tre datakilder.

Hertil antages at processerne for indenfor hver branche er sammenligneligt mellem landene, så energiforbrugets fordeling på forskellige temperaturniveauer er ens.

Til sammenkoblingen af kilderne er der udarbejdet en fordelingsnøgle på basis af Viegand & Maagøe/DTU's data fra Danmark hvor der for hver industri opgøres hvor stor andel af forbruget for hvert brændsel ligger under hvert temperaturniveau. Fx udregnes det at 4%, 35% og 61% af naturgasforbruget i stålindustrien tilhører hhv. LT, MT og HT-kategorierne. Denne procentsats ganges på de individuelle landes naturgasforbrug indenfor stålindustrien. Tabel 13 er et eksempel af udregningen.

		Danmark	Tyskland
Naturgasforbrug i stålindustri	GJ/år	1.820.000	184.000.000
- Heraf 4% LT	GJ/år	73.000	7.360.000
- Heraf 35% MT	GJ/år	632.000	63.700.000
- Heraf 61% HT	GJ/år	1.120.000	113.000.000

Tabel 13: Eksempel at hvordan energiforbrug fra Odyssee for et specifikt brændsel under en specifik industri fordeles på de 3 temperaturniveauer.

Efter sammenkobling er der nu et estimat for forbrug på hvert temperaturniveau under hvert brændsel for hver industri i de individuelle lande.

### Model til økonomisk analyse af elektrificering i industrien

Økonomien ved elektrificering af industrien beregnes på baggrund af de forudsatte elektrificeringsrater, den opnåede drift i Balmorel-beregningerne, samt teknologiforudsætninger.

For teknologidata tager modellen udgangspunkt i Energistyrelsens teknologikatalog. Dog opdeler teknologikataloget ikke på temperaturniveau. Det antages at varmepumpen dokumenteret i teknologikataloget er en LT varmepumpe. En MT varmepumpe forventes at være dyrere og mindre effektivt. Det vurderes at en MT varmepumpe vil være ca. 20% dyrere samt at den er en tredjedel mindre effektiv. Tabel 14 viser teknologidata for elektrificeringsteknologierne.

	LT varmepumpe	MT varmepumpe	HT elkedel
Investering	5,1 mio. kr./MW	6,1 mio. kr./MW	1,2 mio./MW
Faste D&V	15.300 kr./MW	15.300 kr./MW	8.200 kr./MW
Variable D&V	14 kr./MWh	14 kr./MWh	4 kr./MWh
Effektivitet	310 %	206 %	99 %
Levetid	25 år	25 år	20 år

Tabel 14: Data for varmepumper/elkedler i 2020. Der tages udgangspunkt i Energistyrelsens Teknologikatalog.

I beregningerne antages det, at varmeprocesserne forbliver uændret ved elektrificering og varmekilden blot erstattes med en drevet af el. I virkeligheden vurderes det at nogle industrier ville ændre deres processer i forbindelse med en elektrificering. Alternative former for elektrificering er meget specifikke til de individuelle industrier og processer og ville kræve en analyse af individuelle industrier og potentielt specifikke producenter. Dog må det antages, at en industri kun ændrer deres processer, hvis det er økonomisk fordelagtigt. Derfor ville eventuelle ændrede processer reducere de totale omkostninger ved elektrificering i industrien. Beregningerne fremlagt i denne rapport er derfor potentielt en pessimistisk repræsentation af omkostninger ved elektrificering af industrien.