



Aalborg Universitet

AALBORG UNIVERSITY
DENMARK

Forundersøgelse af grundlag og muligheder for udnyttelse af overskudsvarme fra Power-to-X i Region Hovedstaden - Baggrundsrapport

Sorknæs, Peter; Nielsen, Steffen; Skov, Iva Ridjan; Lund, Henrik; Dahl Nielsen, Frederik

Creative Commons License
Ikke-specificeret

Publication date:
2024

[Link to publication from Aalborg University](#)

Citation for published version (APA):

Sorknæs, P., Nielsen, S., Skov, I. R., Lund, H., & Dahl Nielsen, F. (2024). *Forundersøgelse af grundlag og muligheder for udnyttelse af overskudsvarme fra Power-to-X i Region Hovedstaden - Baggrundsrapport.*

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal -

Take down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us at vbn@aub.aau.dk providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Forundersøgelse af grundlag og muligheder for udnyttelse af overskudsvarme fra Power-to-X i Region Hovedstaden



Baggrundsrapport

Udarbejdet af Peter Sorknæs, Steffen Nielsen, Iva Ridjan Skov, Henrik Lund og Frederik Dahl Nielsen

Aalborg Universitet

19. april 2024



AALBORG UNIVERSITET

Indhold

1	Baggrund og indledning	3
1.1	Nationale politiske aftaler	3
1.2	Rapportens formål	3
1.3	PtX projekter i Region Hovedstaden og Region Sjælland	4
2	PtX teknologier	7
2.1	Udnyttelse af PtX overskudsvarme i fjernvarmen	7
2.2	Overskudsvarmemængder	7
2.3	Driftsmønstre og indpasning i fjernvarmen	9
2.4	Arealforbrug til forskellig PtX-faciliteter	10
3	Kortlægning og GIS analyser	13
3.1	Datagrundlag	13
3.1.1	2022 opdatering af varmeatlasset	13
3.1.2	Opdatering af fjernvarmeforsyningsområder	14
3.1.3	Kortlægning af eksisterende CO ₂ -punktkilder	17
3.1.4	Fremtidige CO ₂ -mængder	19
3.2	GIS-model for PtX	22
3.2.1	Multikriterieanalyse	22
3.2.2	Location-allocation analyse	27
3.2.3	Oversigt over mulige PtX placeringer	29
3.2.4	PtX anlæg uafhængige af CO ₂ -punktkilder	37
4	Energisystemanalyser	38
4.1	Metode	38
4.2	Generelle forudsætninger for fjernvarmesystemer	39
4.2.1	Økonomiske forudsætninger	39
4.2.2	Tekniske forudsætninger for fjernvarme	42
4.2.3	Tekniske forudsætninger for PtX	43
4.3	Værksspecifikke forudsætninger frem mod 2030	45
4.3.1	Storkøbenhavn+ modellen	48
4.4	Resultater for 2030 PtX simuleringer	51
4.4.1	PtX placering ved Frederiksværk	51
4.4.2	PtX placering i Nordøstsjælland model	54
4.4.3	PtX placering i Storkøbenhavn+ 2030 modeller	59
4.5	Værksspecifikke forudsætninger frem mod 2045	66
4.6	Resultater for 2045 PtX simuleringer	67
4.6.1	PtX placering i Nordøstsjælland model	67
4.6.2	PtX placering i Storkøbenhavn+ 2045 modeller	72
5	Litteraturliste	80

1 Baggrund og indledning

Power-to-X (PtX) er en samlebetegnelse for teknologier og processer, hvor (grøn) elektricitet "Power" omdannes til forskellige kemiske forbindelser "X" såsom brint, ammoniak, metanol, kerosin og andre syntetiske kemikalier og brændstoffer. Herved bliver det muligt at producere grønne alternativer, som kan anvendes i den tunge transport og industrien. En udfordring ved PtX er dog, at processerne typisk er forbundet med et relativt stort energitab i form af varme, og at omkostningerne (og dermed priserne for produkterne) for nuværende er væsentligt højere end for de konventionelle brændsler og kemikalier. Udnyttelse af overskudsvarmen fra PtX-processer kan potentielt blive nøglen til at øge energieffektiviteten og reducere produktionsomkostningerne, så de grønne alternativer kan blive omkostningseffektive og konkurrencedygtige. Udnyttelsen af overskudsvarmen vil samtidig kunne være med til at fortrænge brugen af fossile brændsler og biomasse i varmesystemet. Desuden vil denne energikonvertering og -lagring kunne bidrage med fleksibilitet til balanceering af elnettet, som er afgørende i et energisystem baseret på vedvarende, men fluktuerende energikilder.

1.1 Nationale politiske aftaler

I sin "Strategi for Power-to-X" udgivet i slutningen af 2021 fremsatte regeringen et mål om at etablere 4-6 GW elektrolysekapacitet i Danmark frem mod 2030. I strategien opstilles fire pejlemærker, der skal fremme PtX i Danmark. Et pejlemærke er, at de regulatoriske rammer og infrastruktur skal bidrage til, at PtX kan agere på markedsvilkår. Et andet er, at samspillet mellem PtX og energisystemet skal styrkes, så PtX kan bidrage til et integreret og fleksibelt energisystem. [1]

Med udgangspunkt i PtX-strategien underskrev en række partier i Folketinget d. 15. marts 2022 en bred aftale, der skal bidrage til udbredelsen af produktion og anvendelse af PtX i Danmark. I aftaleteksten blev det bl.a. udlagt, at der skal " [...] udvikles redskaber, der fremmer samfundsøkonomisk hensigtsmæssig placering af PtX-anlæg og eventuel udnyttelse af overskudsvarme". [2] I forhold til samfundsøkonomisk hensigtsmæssige placeringer af PtX-anlæg kan et mål f.eks. være at aflaste elnettet og dermed spare omkostningstunge og besværlige udvidelser af el-infrastruktur. Derfor afhænger placeringen af PtX-anlæg af nærheden til varmeaftagere og dermed er potentialet for udnyttelsen af overskudsvarme en afvejning mellem forskellige systemmæssige hensyn.

Med det nye udspil "Delaftale om mere grøn varme og udfasning af naturgas 2022" og situationen i varmesektoren ønsker regeringen at øge farten på den grønne omstilling af fjernvarme og en fremtid uden afvendelse af gas til varmebehov i bygninger [3]. Her kan overskudsvarme fra PtX bruges til at reducere brændselsforbruget i fjernvarmen.

1.2 Rapportens formål

PtX ser ud til at kunne blive en vigtig brik i den grønne omstilling, men det er ikke givet, at PtX-anlæggene etableres, så overskudsvarmen kan udnyttes.

Målet med denne rapport er at belyse potentialer og mulige partnerskaber; hvordan PtX kan integreres i planlægningen af varmesystemet i Region Hovedstaden, så overskudsvarmen herfra kan udnyttes i samspil med varmepumper og fjernvarme. Projektet skal bidrage med vigtig viden og læring til tværgående strategisk energiplanlægning, der kan understøtte relevante medarbejdere i aktivt at arbejde med en bredere sektorintegration.

Hensigten er at danne fundamentet for et eller flere større projekter, der skal demonstrere, hvordan sektorintegration kan realiseres i praksis. Dette skal fremme en udvikling væk fra brug af fossile brændsler og biomasseafbrænding i varmeforsyningen, så sidstnævnte frigøres til andre formål.

I denne rapport undersøges mulighederne for at integrere overskudsvarme fra PtX-anlæg i fjernvarmeforsyningerne i Region Hovedstaden. Dette sker via en kortlægning, der viser potentielle geografiske placeringer af PtX, og via energisystemanalyser til vurdering af, hvordan udnyttelsen af overskudsvarme fra PtX påvirker den lokale fjernvarmeproduktion.

Dette projekt er blevet til med støtte fra Region Hovedstadens Regionale Udviklingsmidler, samt forskningsprojektet "PtX sector coupling and LCA", som er støttet af Innovationsfonden i partnerskabet MissionGreen-Fuels.

Rapporten her udgør baggrundsrapporten med detaljerne for de forskellige analyser.

Tak til Emil Kjøller Alexandersen og Jesper Koch fra Grøn Energi for deres hjælp med indsamling af data til analyserne samt deres kommentarer og input til rapporterne.

1.3 PtX-projekter i Region Hovedstaden og Region Sjælland

Listen over eksisterende og kommende PtX-projekter i Danmark ændrer sig løbende. Den 21/2 2024 har brintbranchen listet 48 projekter [4]. Baseret på projekternes udmeldinger om planlagt elektrolysekapacitet i 2030 løber den samlede danske kapacitet op i ~17 GW. Realiseres alle disse projekter, vil regeringens målsætning om minimum 4-6 GW i 2030 være opfyldt. Tre af de identificerede projekter har udpeget placeringer i Region Hovedstaden og to i Region Sjælland med en elektrolysekapacitet på henholdsvis 1,3 GW og 350-400 MW [5]. Tabel 1 viser en oversigt over de planlagte projekter i de to regioner, inklusiv tilgængelige informationer om kapaciteter og tidsperspektiv mm. PtX Cluster Zealand fik bevilliget 24,5 mio. kroner til at skabe et innovativt samarbejde mellem SMV-virksomheder, der kan gøre PtX-teknologien mere økonomisk og bæredygtig.

Tabel 1. Oversigt over PtX-projekter i Region Hovedstaden og Region Sjælland

Projekt	Partner	Placering	Kapacitet	PtX produkt	Tidshorisont	Kilde
Green Fuels for Denmark	Ørsted, DSV, SAS, DFDS, Copenhagen Airports, Mærsk, Nel, Everfuel, Haldor Topsøe, COWI, BCG	København (Avedøre)	1,3 GW elektrolyse: - 10 MW i 2023 - (+)100 MW i 2025 - (+)150 MW i 2027 - Total: 1,3 GW i 2030	Metanol, jetfuel & brint: 250 kton e-fuels p.a.	2023-2030	[6-8]
H2RES (demonstration)	Ørsted, Everfuel, Nel, Green Hydrogen Systems, DSV, Brintbranchen, Energinet, EUDP	København (Avedøre)	2 MW elektrolyse	Brint: 1 ton pr. dag	2020/2023	[9]
Bornholm Bunker Hub	Ørsted, Port of Rønne, Bunker Holding Group, Rambøll, Molslinjen, Haldor Topsøe, Bureau Veritas, Wärtsilä,	Bornholm	Ikke tilgængelig	Metanol & ammoniak	Primo 2025	[10]
Vordingborg Biofuel	Haldor Topsøe, Rambøll, Biofuel Technology, Vordingborg Havn, Kinetic Biofuel	Vordingborg	120 MW elektrolyse	Metanol: - Biometanol: 200 kton p.a. - E-metanol: 100 kton p.a.	Ultimo 2024	[11,12]
Arcadia Vordingborg	Arcadia eFuels, DCC, Shell Aviation Denmark	Vordingborg	254 MW elektrolyse	FT-jet fuel: 55-75 kton p.a.	2024/2025	[13]
Kragerup Gods PtX	Siemens Gamesa Renewable Energy, Kragerup Gods	Kragerup	6 MW elektrolyse	Brint	2023	[14]
PtX Cluster Zealand	Dynelectro, Unibio, Nordphos, Algiecel og G2B	Kalundborg	100 kW	Brint	2023	[15]

Green Fuels for Denmark er et projekt drevet af et partnerskab bestående af en række større danske aktører. Projektet har en målsætning om at etablere 1,3 GW elektrolysekapacitet i et af de mest ambitiøse PtX-projekter i Danmark og det største projekt på Sjælland. I den tidlige fase af projektet produceres brint til direkte brug i tunge køretøjer. I de senere faser af projektet er der planer om at producere metanol og jetfuel med CO₂ fra CO₂-fangstanlægget på Avedøreværkets 100 MW halmenhed. Ørsted har desuden indgået en PPA med HOFOR om at aftage strøm fra den planlagte Aflandshage havvindmøllepark i Øresund syd for Avedøreværket [16]. På langt sigt er det planen at aftage strøm fra Bornholms Energiø i 2030 [17], men de havvindprojekter, der skulle understøtte projekterne, blev ikke godkendt i åben dør-ordningen. Avedøreværket leverer i dag fjernvarme til hovedstadens fjernvarmesystem, og placeringen nær Avedøreværket vurderes at give gode betingelser for udnyttelse af overskudsvarmen fra CCU-processen i Green Fuels for Denmark-projektet. Green Fuels for Denmark vil potentielt levere overskudsilt fra produktionen af brint til Avedøre renseanlæg i deres processer og på den måde etableres en industriel symbiose.

Bornholm Bunker Hub er et andet ambitiøst projekt, der har et mål om at levere metanol og ammoniak baseret på vedvarende energi til de mere end 60.000 skibe, der årligt passerer Bornholm [18]. På nuværende tidspunkt er det ikke muligt at finde yderligere konkrete informationer om projektet.

2 PtX-teknologier

I dette kapitel beskrives, hvordan PtX-teknologier forstås generelt i dette projekt. Den generelle forståelse danner grundlag for de specifikke analyser af Region Hovedstaden præsenteret i kapitel 3 og 4.

2.1 Udnyttelse af PtX-overskudsvarme i fjernvarmen

Udnyttelse af overskudsvarme fra PtX-processer i eksisterende fjernvarmenet eller som procesvarme i industrien kan øge energieffektiviteten og reducere omkostningen ved PtX-projekter. For brintproduktion vurderes det, at omkostningerne kan reduceres med 5-10% [19]. En kobling til varmesektoren kan altså være med til at understøtte en dansk styrkeposition inden for PtX. Denne kobling forudsætter dog, at anlægget placeres i nærheden af en eller flere varmeaftagere, som overskudsvarmen kan leveres til med økonomisk fordel. Strategisk set må vurderingen af hensigtsmæssige placeringer af PtX-anlæg ske som en afvejning mellem de forskellige synergier i energisystemet, og hvilken værdi de skaber, som f.eks. kobling til varmesektoren, men også særligt ift. aflastning af elnettet og slutanvendelsens placering.

Analyser udarbejdet af Energistyrelsen indikerer, at det giver samfundsøkonomisk større værdi at placere elektrolyseanlæg, således at de kan aflaste elnettet, frem for at placere dem ift. udnyttelse af overskudsvarmen. Dette skyldes, at fjernvarmeområder ofte er elforbrugsdominerede områder, hvor forbruget er dimensionerende for elnettet. Derimod kan en placering i elproduktionsdominerede områder bedre afhjælpe flaskehalse og reducere behovet for udbygning af elnettet, som er forbundet med høje omkostninger [20]. Dog kan det give mening at placere PtX-anlæg på arealer ved nedlukkede kraftvarmeværker, hvor der i forvejen er et veludbygget elnet samt gunstige forhold ift. adgang til fjernvarmenettet. Ligeledes kan det være fordelagtigt at placere anlæg, som har brug for CO₂ i processen, i nærheden af CO₂-punktkilder. Det drejer sig bl.a. om PtX-anlæg, som producerer metanol, også kaldet Power-to-Metanol.

Udnyttelse af overskudsvarmen afhænger også af andre forhold som den konkrete mængde overskudsvarme, temperaturforholdet mellem overskudsvarmen og fremløbstemperaturerne i fjernvarmenettet, indpasning med andre varmekilder, driftsmønstre, adgang til punktkilder for CO₂ og lokale forhold som arealmæssige begrænsninger [21]. Areal-mæssige begrænsninger er særligt relevante, hvis temperaturforholdene gør, at det er nødvendigt at hæve temperaturen via varmepumper. Potentialet for udnyttelse af overskudsvarmen fra PtX afhænger derfor først og fremmest af placeringen af anlæggene og dernæst af en række lokale forhold, som må tages i betragtning. Desuden er der et potentiale for optimering af elektrolyseteknologien i fremtiden, således at den genererede spildvarme kan integreres internt i processen og fremme anlæggets energieffektivitet, og dermed reduceres potentialet for overskudsvarme.

For de relevante emner beskrevet ovenfor, tager denne potentiale-vurdering af de forskellige relevante PtX-projekter udgangspunkt i følgende:

- Overskudsvarmemængder
- Temperaturniveauer for overskudsvarmen
- Driftsmønstre og indpasning i fjernvarmen

Disse emner vil blive gennemgået enkeltvis i dette afsnit med henblik på at belyse potentialet for udnyttelse af overskudsvarme, som efterfølgende analyseres i kapitel 3 og 4 i forhold til placeringer i Region Hovedstaden.

Overskudsvarmemængder

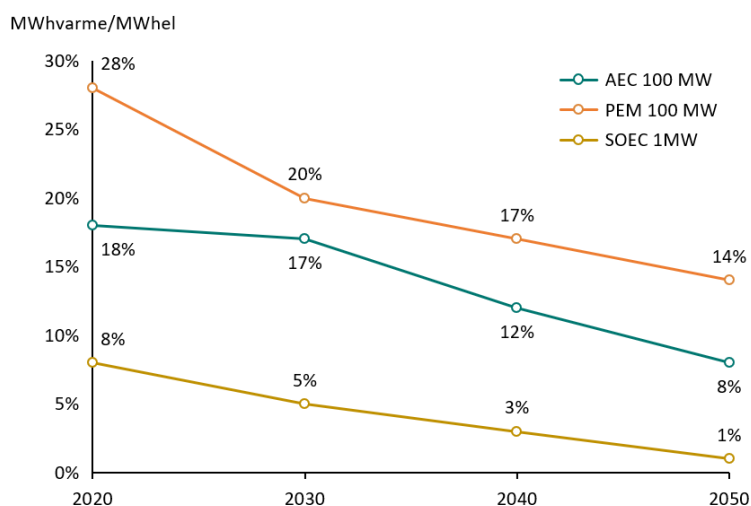
I forbindelse med projektet Fremtidens Fjernvarmeforsyning i Hovedstaden 2050 (FHH50), har Rambøll m.fl. belyst to konceptuelle scenarier for udnyttelse af overskudsvarme fra PtX i Hovedstadens fjernvarmesystem.

Begge scenarier forudsætter en årlig produktion af 800 kton metanol og 350 kton jetfuel. Mængden af overskudsvarme fra PtX i de to scenariesimuleringer varierer fra 1,4 - 3 TWh afhængigt af, om brint produceres lokalt via prisdynamisk drift af 2,5 GW elektrolysekapacitet, eller om den importeres fra et større brintnetværk med brintlager, der muliggør konstant drift af kulbrinteproduktionen [22].

Det skal nævnes, at overskudsmængderne er dynamiske over tid. Grundet degradering af elektrolysecellerne, kan spildvarmen fra anlæggene øges med op til 5 gange over 10 år. Efter 10-15 år vil der som regel ske en udskiftning af elektrolysestacks, hvilket igen vil sænke overskudsvarmen [11]. Dette er ikke inkluderet i nuværende analyser.

Analyser på national skala vurderer, at med 5 GW elektrolyse i det danske energisystem i 2045 er der 1,33 TWh overskudsvarme fra PtX, hvilket svarer til ca. 17% af den samlede fjernvarmeproduktion i Danmark. Det samlede potentiale for overskudsvarme fra PtX i Danmark ligger mellem 1,5 og 5,9 TWh/år, alt efter hvor stor Danmarks andel af den globale brændselsproduktion fra PtX vil være [24].

Figur 1 giver et overblik over forskellige elektrolyseteknologier og udviklingen af fjernvarmepotentialet over år, mens Tabel 2 viser udviklingen til andre PtX-processer.



Figur 1 - Udvikling af overskudsvarmepotentiale til fjernvarme for forskellige elektrolyseteknologier [25]

Tabel 2 - Potentiel overskudsvarme til fjernvarme for PtX-processer

	Proces	Overskudsvarme til fjernvarme (MWh/MWh produkt)	Kilde
Power-to-brint	PEM	0,135	[26]
	PEM	0,175	[27]
	PEM* ₂₀₂₀	0,490	[25]
	PEM* ₂₀₅₀	0,194	[25]
	AEC	0,175	[27]
	AEC* ₂₀₂₀	0,277	[25]
	AEC* ₂₀₅₀	0,111	[25]
	SOEC	0,122	[27]
	SOEC* ₂₀₅₀	0,015	[25]
	Metanolsyntesen**	0,06	[28]
	Metanolsyntesen***	0,06 (0,04+0,02)	[29]
Power-to-metanol		0,385	[25]
Power-to-ammoniak	Haber-Bosch***	0,04 (0,03 +0,01)	[25,29]

* (AEC og PEM 100MW, SOEC 1MW)

**kun fra syntesen ikke helt process

***antager FV temperaturvarme + lavtemperatur varme

Temperaturniveauer

Overskudsvarmens temperaturniveau varierer afhængigt af den anvendte PtX-teknologi. Generelt er der et potentiale for overskudsvarme både fra selve elektrolyseenheden og fra de andre teknologier i forbindelse med kulbrinteproduktionen.

Elektrolyseenheder involverer tre primære teknologier: alkalisk elektrolyse (AEC), Proton Exchange Membrane (PEM) og Solid Oxide Electrolyser Cell (SOEC). Der vil sandsynligvis være muligheder for markedsudvikling af alle tre typer, da de har forskellige tekniske egenskaber og derfor kan indpasses forskelligt ift. lokale, regionale og nationale forhold og markeder. Eksempelvis kan en PEM-enhed regulere lasten inden for få sekunder, mens SOEC har en mere effektiv udnyttelse af el-inputtet. Ift. kvaliteten af overskudsvarme er der også forskelle mellem de tre teknologier. Rambøll vurderer, at overskudsvarmen fra AEC og PEM har en temperatur på omkring 80°C og SOEC omkring 95°C [29]. For PEM er temperaturniveauet mellem 45-75°C, hvilket kan reducere potentialet for at udnytte det direkte i eksisterende fjernvarmesystemer. Men da temperaturniveauerne forventes at falde i fremtiden, vil det fremadrettet være muligt at udnytte overskudsvarmen direkte ved disse temperaturniveauer [30]. Energistyrelsen peger på, at det fremtidige potentiale for udnyttelse af overskudsvarme fra SOEC kun er 1% af el-inputtet, og derfor bør denne teknologi prioriteres i områder, hvor der ikke er mulighed for at udnytte overskudsvarme.

Ud over elektrolysen er det også muligt at opsamle overskudsvarme fra andre dele af PtX-processerne. F.eks. kan overskudsvarme opsamles fra CO₂-fangstanlæg [31], hvor et sådant anlæg benyttes. Det forventes, at der fra disse anlæg vil være 0,7-1,0 MWh overskudsvarme per ton CO₂, hvoraf 30% vil være tilgængelig ved ~80°C og resten ved ~50°C.

Ligeledes er der også mulighed for at udnytte overskudsvarme fra selve brændselsproduktionen. Produktionen af metanol fra CO₂ og brint giver 20% overskudsvarme per input, som kan udnyttes til fjernvarme. Produktionen af flybrændstof med Power-to-jet rute via Fischer-Tropsch-syntese forventes at give 25% overskudsvarme til fjernvarme per el-input [25].

2.2 Driftsmønstre og indpasning i fjernvarmen

PtX' rolle i det fremtidige energisystem er i høj grad den fleksible udnyttelse af strøm fra VE til at producere brændsler, som er billigere at lagre end el, og som kan udnyttes til at fortrænge fossile brændsler i sektorer,

hvor direkte elektrificering ikke er en løsning. Elforbruget er en af de største omkostningsfaktorer ved PtX-anlæg, og dermed er der et højt økonomisk incitament til at producere på tidspunkter med lav elpris, hvor der generelt vil være en høj produktion af el fra VE, og til at slukke anlæggene, når elprisen er høj.

Der er dog ikke en direkte korrelation mellem, hvornår vindmøller og solceller producerer mest, og hvornår varmebehovet er størst. Overskudsvarmen fra f.eks. elektrolyseenheder er tilgængelig, når elprisen er lav, og dette vil være samtidigt med, at det er fordelagtigt at køre varmepumper og elpatroner i fjernvarmesystemet. Dermed kan der opstå en kannibaliserende effekt i fjernvarmesystemer med begge dele.

FHH50-analysen viser, at overskudsvarme fra PtX i 2050 har potentiale til at dække 25-30% af Region Hovedstadens fjernvarmebehov. Analysen viser også, at placeringen af PtX i Region Hovedstaden vil indebære en større belastning af det lokale elnet sammenlignet med alternativer, da elforbruget øges markant i et forbrugsdimensionerende område. F.eks. vil et alternativ med varmepumper have en mindre belastende effekt pga. den høje varmekoefficiensgrad. [32] I den forbindelse er der dog også andre hensyn at tage ift. placering, som f.eks. nærheden til PtX-slutforbruget og adgangen til CO₂ punktkilder. Dette kan evt. også løses ved etableringen af direkte linjer fra eksempelvis havvindmølleparker til anlægget.

Et alternativ kunne også være at importere brint i stedet for at have elektrolyse på selve PtX-anlægget, da elektrolysen er den komponent, som bruger mest el i et PtX-anlæg. Dette vil dog kræve, at der etableres brintnetværk, så brint kan transporteres til området med relativt lave variable omkostninger. Dette vil kunne reducere belastningen af det lokale elnet markant.

2.3 Arealforbrug til forskellige PtX-faciliteter

Placeringen af PtX-faciliteterne er meget afhængig af det tilgængelige areal. Anlæggenes arealforbrug varierer afhængigt af slutbrændstof og lovmæssige krav. De fleste af arealestimaterne vist i tabellen er tekniske estimater og ikke plotoptimering baseret på reel erfaring, da der ikke er så mange storskala elektrolyseanlæg i drift.

Der er store forskelle mellem de data, der kan findes i litterære kilder, og de er forbundet med usikkerhed og forskellige antagelser. Der er derfor behov for at vise, hvordan forskellige kilder opgør "arealforbruget" for de forskellige PtX-anlæg, og dermed opnå en bedre forståelse for usikkerhederne omkring dette (se Tabel 3).

Tabel 3 - Arealforbrug fra forskellige elektrolyse- og PtX-anlæg

Elektrolyse type	Produkt	Arealforbrug (m ² /MW)	Kilde
-	Brint	63	[33]
-	Brint	50	[33]
-	Brint	35	[34]
	Brint	45	[33]
AEC/PEM	Brint	130-170	[35]
-	Brint	170	[33]
PEM	Brint	110	[36]
Pressurized AEC	Brint	60	[37]
AEC	Brint	95***	[38]
PEM	Brint	48***	[38]
AEC	Brint	40-80	
PEM	Brint	25-50	[39]
SOEC	Brint	50-150	

*inklusive brint og ammoniak lager

**maximum area requirement

***plant footprint

Energistyrelsen giver også et overblik over fodaftrykket elektrolyse, der kun repræsenterer elektrolyse, pumpe, inverter (AC/DC), varmeveksler og tørrer (se Tabel 4).

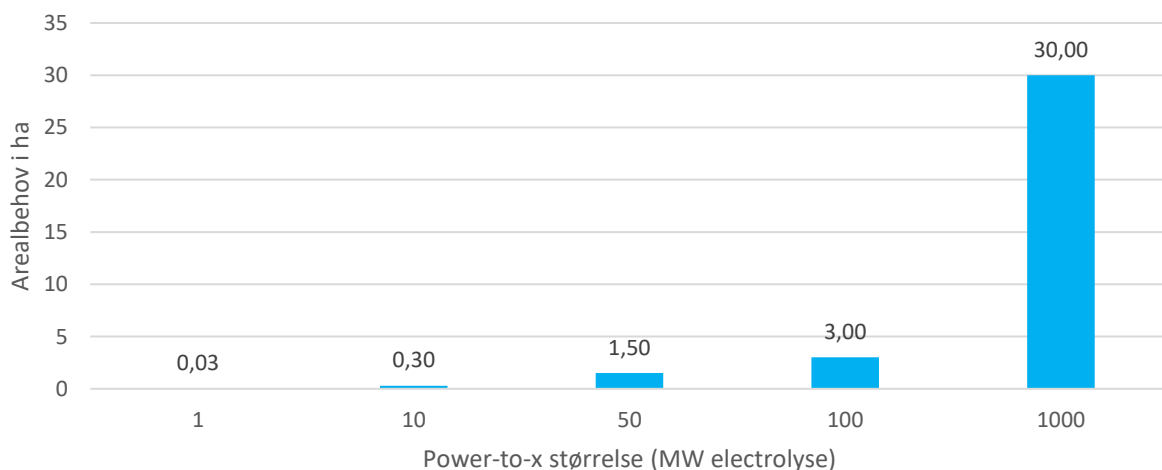
Tabel 4 - Fodaftryk for elektrolyseanlæg fra Energistyrelsen

Elektrolyse type	Produkt	Fodaftryk (m ² /MWe)				Kilde
		2020	2030	2040	2050	
AEC	Brint	12,5	10	8	7,5	[25]
PEM	Brint	20*	20*	20*	20*	
SOEC	Brint	35	20	15	10	

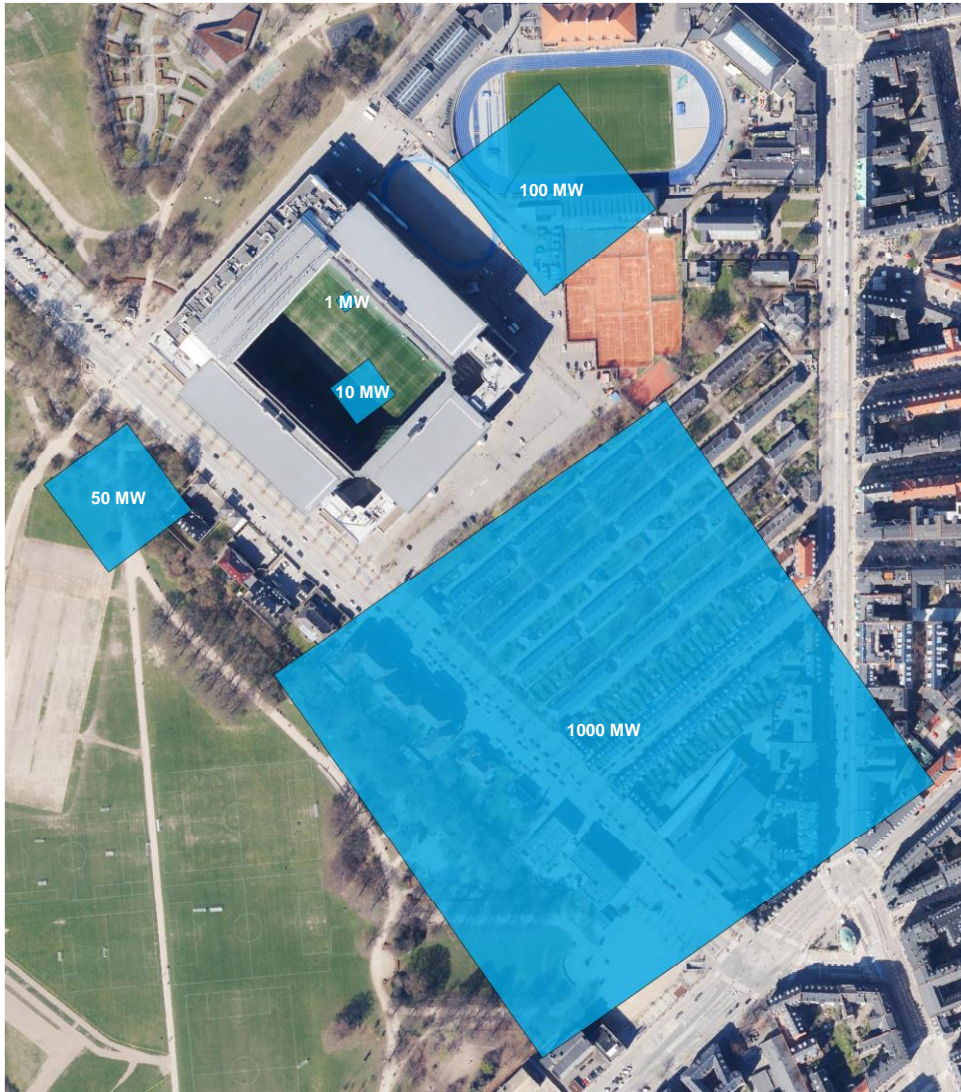
*Denne værdi er fastsat på baggrund af et scenarie, hvor trykket i PEM-systemer ikke øges

For at kunne estimere arealbehovet til PtX er det vigtigt, at hele arealbehovet er dækket, og ikke kun arealet til de tekniske installationer og bygningerne. Flere kilder medtager kun arealet til elektrolysedelen, hvor brint er slutproduktet. Formålet i projektet er at lave en screening for metanolanlæg, og det er derfor vigtigt at tage udgangspunkt i erfaringer fra planlagte projekter og projekter, der har andre slutprodukter end brint. Derfor er der taget udgangspunkt i erfaringer fra to allerede planlagte projekter, Megaton-projektet ved Holstebro og Høst i Esbjerg. Baseret på disse, antages det her, at der er behov for et areal på 300 m²/MW, som også inkluderer sikkerhedsområder ud over selve anlægget. Det bør bemærkes, at dette estimat er behæftet med betydelig usikkerhed.

Figur 3 viser sammenhængen mellem størrelse (kapacitet i MW) og arealforbrug for PtX-anlæg. Det ses bl.a., at et 1-GW anlæg vil være noget større end Parken i København.



Figur 2 - Arealbehov til forskellige elektrolysestørrelser



Figur 3 - Størrelse på PtX-anlæg i hektar samt et kort med en sammenligning ift. størrelsen af Parken

3 Kortlægning og GIS analyser

Dette kapitel omhandler kortlægningen af datagrundlaget for varmemeforbrug, CO₂-punktkilder, fjernvarme samt GIS-analyser til udvælgelse af mulige placeringer for PtX-anlæg. Disse analyser anvendes som input til energisystemanalyserne i kapitel 4. Da størstedelen af CO₂-punktkilderne i regionen er fra fjernvarmeproducenter, vil der ske en reduktion i CO₂-mængderne fra punktkilderne, når overskudsvarme fra PtX-anlæg anvendes i fjernvarmen. Dette vil medføre, at en mindre i CO₂-mængde er tilgængelig for PtX-anlæggene. Derfor er analyserne udført, således at CO₂-mængderne i GIS-analyserne er baseret på de nuværende CO₂-punktkilder. Disse anvendes som udgangspunkt i energisystemanalyserne. Men når varmeproduktionen reduceres pga. de større mængder overskudsvarme fra PtX-anlæg og elektrificering af varmeproduktionen, medfører dette en reduktion i CO₂-mængderne. Disse opdaterede CO₂-mængder overføres og anvendes i GIS-analyserne for de fremtidige scenarier. Dermed er der et samspil mellem GIS-analyserne og energisystemanalyserne, der går begge veje.

3.1 Datagrundlag

3.1.1 2022 opdatering af varmeetlasset

Aalborg Universitet (AAU) har siden 2006 udviklet et varmeetlas for Danmark. Formålet med varmeetlasset er at estimere de årlige varmebehov (MWh/år) til opvarmning og varmt brugsvand på bygningsniveau for alle bygninger i Danmark, da der ikke findes en samlet database for disse.

Varmeetlasset anvender data fra Bygnings- og Boligregistret (BBR) sammenkoblet med en varmemeforbrugsmodel fra AAU. Informationerne i BBR opdateres løbende af bygningsejerne, og der er til analysen indhentet et dataudtræk fra august 2022.

Til estimering af varmebehovet for bygninger har AAU i 2016 foretaget en statistisk analyse af gennemsnitlige varmebehov for forskellige bygningskategorier ud fra data fra FIE-databasen (Forsyningsselskabernes Indberetning af Energidata). I analysen blev registrerede varmebehov fra FIE sammenlignet med bygningsanvendelse og -alder fra BBR for at give estimerede årlige varmebehov i kWh/m², disse ses i Tabel 5.

Tabel 5 - Varmeetlas specifikt varmebehov kWh/m² fordelt på bygningsanvendelse og -alder. Det bør bemærkes, at der er kommet nye anvendelseskategorier, der opdeler nogle af disse. Her er samme tal anvendt; f.eks. anvendes tallet for 130 også for 131 og 132.

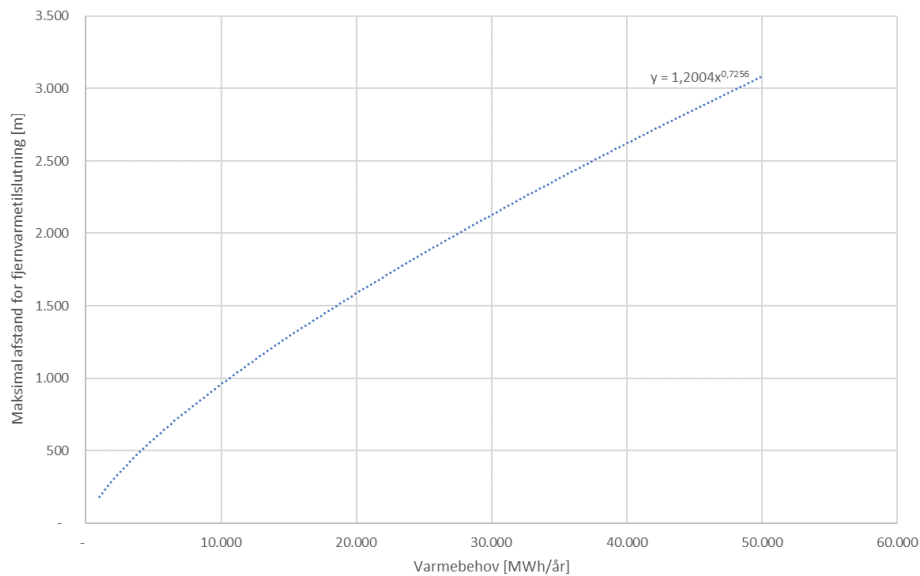
Anvendelseskode	Bygningsalder (opførselsår)								
	<1850	1850-1930	1931-1950	1951-1960	1961-1972	1973-1978	1979-1998	1999-2006	2007<
110	137	156	173	179	138	126	115	106	82
120	152	185	197	163	123	110	97	82	65
130	170	180	192	172	130	112	80	69	67
140	143	139	144	148	117	116	84	76	68
150	182	177	164	141	128	180	122	111	86
160	249	206	171	186	153	143	125	112	82
190	142	172	196	155	151	131	106	74	83
210	215	244	235	190	198	192	157	166	148
220	183	171	163	151	142	141	107	103	94
230	195	195	104	104	171	184	145	227	164
290	211	185	184	161	138	183	105	132	72
310	200	178	211	204	176	121	112	119	101
320	124	125	153	144	125	114	95	75	55

330	215	175	170	152	182	149	135	146	117
390	102	121	140	162	113	197	128	99	134
410	182	162	163	156	150	138	121	116	123
420	253	231	233	244	173	163	130	114	102
430	363	237	220	249	161	152	133	148	130
440	256	243	233	216	168	157	125	116	96
490	167	177	201	158	187	155	113	136	78
510	94	107	106	98	101	100	71	73	69
520	167	200	211	164	153	135	131	106	174
530	163	141	127	142	133	131	115	130	124
540	0	0	0	0	0	0	0	0	0
590	116	107	99	104	97	108	69	68	58

Ud over varmebehov indeholder varmeetilslaget også den eksisterende varmforsyning for hver bygning. Varmeforsyningen er baseret på data fra BBR og indeholder derfor nogle usikkerheder, især ift. antallet af oliefyr og biomassekedler. Dette betyder dog ikke så meget, da disse kilder i fremtidsscenerierne omlægges til enten fjernvarme eller individuelle varmepumper.

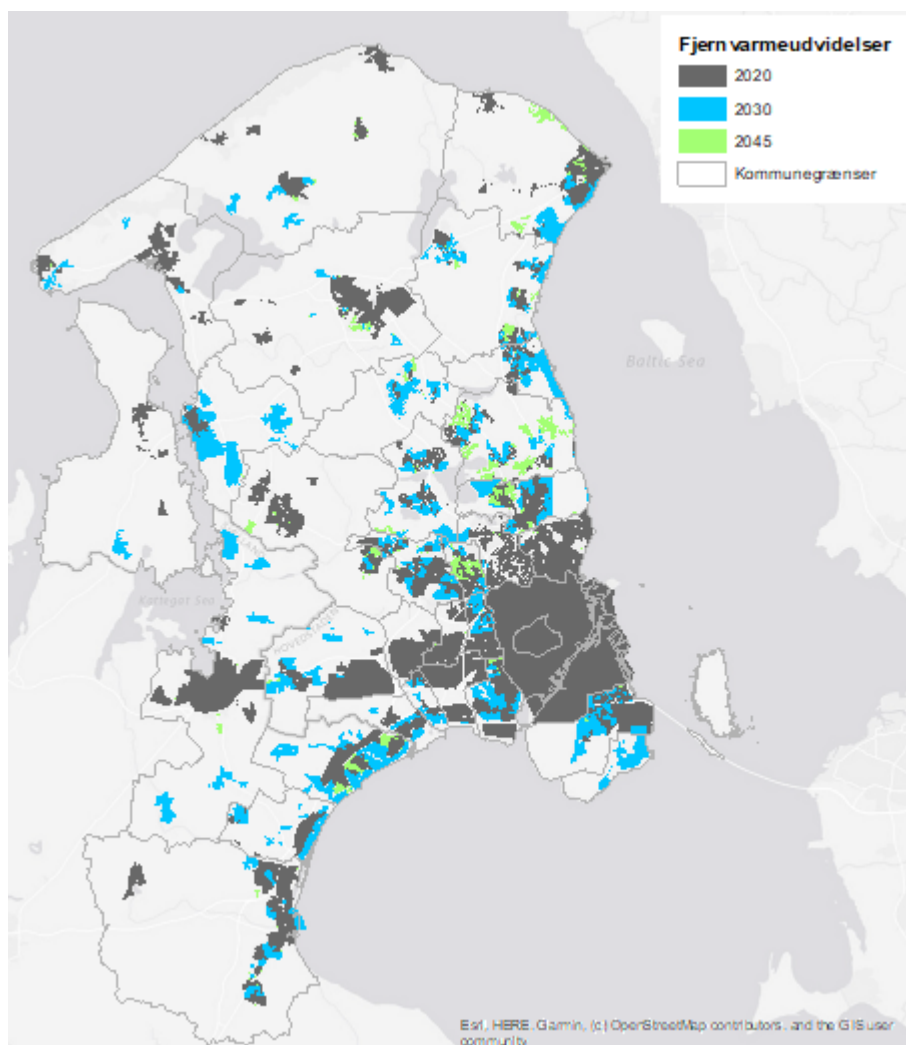
3.1.2 Opdatering af fjernvarmeforsyningsområder

Som datagrundlag for fjernvarmeforsyningsområderne anvendes en kombination af data fra Plandata.dk og fjernvarmeselskabernes egne planer og Varmeplan Danmark 2021 [24]. Traditionelt set kan plandata fra Plandata.dk anvendes. Her opdaterer kommunerne løbende deres varmeplankort, når de godkendes af kommunalbestyrelsen, som en del af den generelle planproces. Disse områder kan derefter anvendes til at afgrænse fjernvarmeområderne og estimere varmebehovene inden for disse. Der sker dog en massiv udvidelse af fjernvarmeområderne i Region Hovedstaden, og derfor er det ikke nok udelukkende at anvende data fra Plandata.dk, men dette skal suppleres med kommuner og forsyningselskabers planer for fjernvarmeudvidelser. Som en del af regeringens "Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022" [3] blev det besluttet, at alle ejendomssejere med gas- eller oliefyr inden udgangen af 2022 ville få klar besked om udrulning af fjernvarme i deres lokalområde. I den forbindelse er der oprettet et nyt kortlag på Plandata.dk kaldet "Varmeplansområde", indeholdende kommunernes planer for fjernvarme frem til 2030. Der anvendes et dataudtræk fra 10. juli 2023 af varmeplanområderne og varmforsyning. Udover disse to datasæt er kortmaterialet fra Varmeplan Danmark 2021 anvendt til at finde yderligere udvidelsesmuligheder frem imod 2045. I Varmeplan Danmark 2021 er scenarierne for fjernvarmeudvidelser lavet ud fra varmedensitetskort, hvor områder med høj varmedensitet er anbefalet omlagt til fjernvarme. De områder, der er medtaget fra Varmeplan Danmark 2021, er i rapporten benævnt "Anbefalet udlagt til fjernvarme". I denne analyse er der dog lavet et yderligere fravalg af nogle af disse områder, da Varmeplan Danmark 2021 ikke forholdt sig til udvidelsesområdernes afstand til eksisterende fjernvarme. Derfor er der i denne rapport lavet en simpel analyse af de potentielle fjernvarmeområder frem mod 2045. Metoden anvender en formel til at estimere, hvor langt fjernvarmen må udvides. Figur 4 viser de afstandskrav, der er anvendt ved forskellige varmebehov. Denne metode sikrer, at fjernvarmen ikke udvides til meget små fjernvarmeområder med høj varmedensitet, men som ligger langt fra eksisterende fjernvarme.



Figur 4 – Fjernvarmeudvidelser: Metode til udvælgelse af områder fra Varmeplan Danmark 2021

På kortet i Figur 5 og i Tabel 6 vises de fjernvarmeudvidelsesområder, der er identificeret gennem kortlægningen. Det er ret massive udvidelser, der forventes i regionen, især frem imod 2030. Inden for 2020-områderne anslås varmebehovet til 13,4 TWh (15,5 TWh inkl. varmetab), mens udvidelserne til 2030 udgør 2,3 TWh (2,9 TWh inkl. varmetab) og 2050 udgør 0,6 TWh (0,7 TWh inkl. varmetab). Det bør nævnes, at 2020-områderne inkluderer bygninger, der endnu ikke har konverteret til fjernvarme, men hvor områderne allerede er udlagt til fjernvarme.



Figur 5 – Kort over fjernvarmeudvidelser frem imod 2045

Tabel 6 – Fjernvarmeudvidelser opsummeret på fjernvarmenet i henhold til fjernvarmenet fra energiproducenttællingen

Navn	2020	2030	2045
Storkøbenhavns Fjernvarme	13.252	14.955	15.203
Nordøstsjællandss Fjernvarme	731	1399	1615
Hillerød-Farum-Værløse	468	504	534
DTU-Holte-Nærum Fjernvarme	191	275	406
Egedal fjernvarmenet	171	171	174
Frederiksværk Fjernvarme	143	153	153
Hillerød-Farum-Værløse	111	177	179
Frederikssund Fjernvarme	86	225	226
Helsingør Fjernvarme	56	107	112
Smørumnedre Fjernvarme	50	63	78
Jægerspris Fjernvarme	49	49	49
Gilleleje Fjernvarme	49	49	49
Hundested Fjernvarme	45	63	65

Borup Fjernvarme	43	43	43
Vejby-Tisvilde	28	28	28
Græsted Fjernvarme	25	25	29
Meløse – St. Lyngby	11	11	11
Skuldelev Fjernvarme	10	10	10
Rønneholtparken	8	8	8
Slagslunde	7	7	7
Mosedede	7	25	42
Slangerup Fjernvarme	0	71	71
Skibby	0	34	34
Samlet	15.541	18.451	19.124

3.1.3 Kortlægning af eksisterende CO₂-punktkilder

For at kunne estimere mulige PtX-placeringer er det vigtigt at have kendskab til placering og størrelse af CO₂-punktkilder i regionen. Der findes forskellige CO₂-punktkilder, men da CO₂-fangstteknologierne typisk skal have en vis skala for at være rentable, vil et naturligt fokus være de større CO₂-punktkilder. I denne rapport definerer vi store CO₂-punktkilder som anlæg, der producerer mindst 10.000 ton CO₂/år. Der er dog ikke fastsat nogen reel guideline for dette; f.eks. anvender Energistyrelsen 50.000 ton CO₂/år som grænse i deres nationale kortlægning af CO₂-punktkilder [41]. En grænse på 10.000 ton CO₂/år indeholder følgende generelle kategorier af anlæg: el- og varmeproduktion, affaldsforbrænding, store industrier og biogasanlæg. I Region Hovedstaden er der dog pt. ingen selvstændige biogasanlæg. Derfor fokuseres der i denne rapport udelukkende på de resterende kategorier. Med de nuværende CO₂-fangstteknologier er det dog ikke muligt at opsamle alt CO₂ fra røggassen; derfor anvendes der i denne rapport 90% af CO₂-mængden fra hver punktkilde [31].

Til at estimere CO₂-mængderne fra el- og varmeproduktion samt affaldsforbrændingsanlæg anvendes Energistyrelsens Energiproducenttælling fra 2021 [42]. Alle el- og fjernvarmeproducenter, der leverer el og/eller varme til et offentligt net, indberetter hvert år i Energiproducenttællingen oplysninger om deres brændselsforbrug samt el- og fjernvarmeproduktion. CO₂-mængderne er derefter estimeret ud fra brændselsforbruget fra alle anlæg ud fra CO₂-emissionsfaktorerne i Tabel 7.

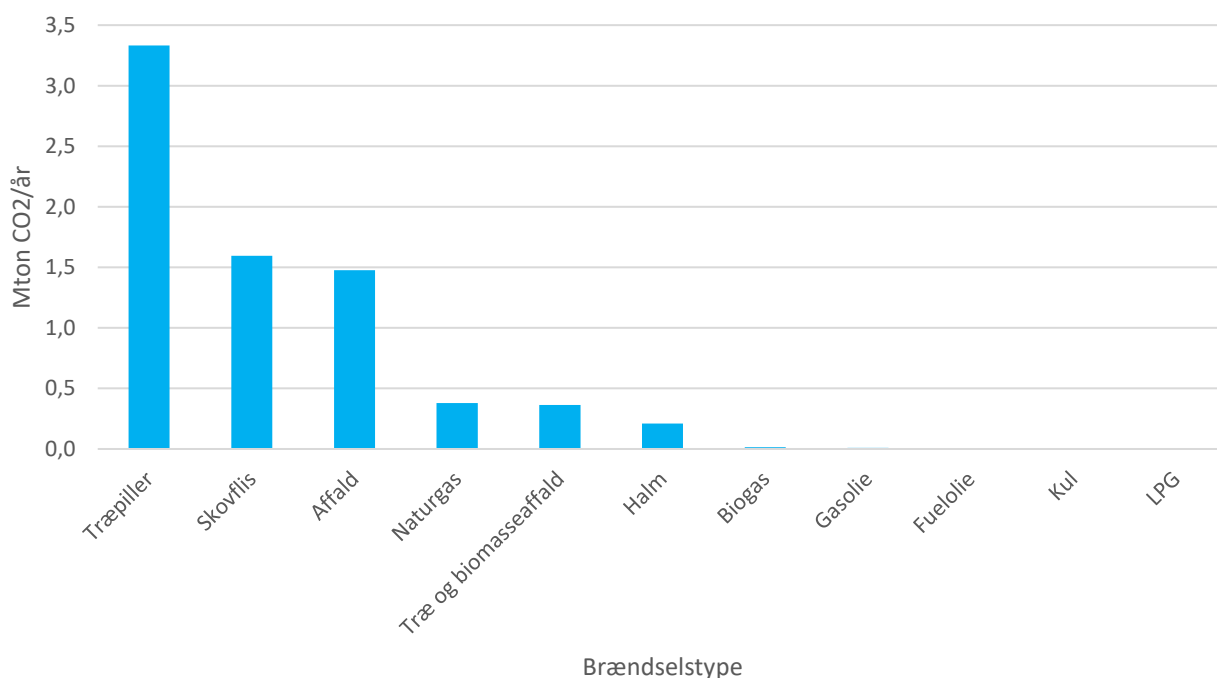
Tabel 7 - CO₂-emissionsfaktorer anvendt til at estimere CO₂-mængderne fra el- og varmeproducenter. Disse kommer fra Energistyrelsens standardfaktorer [43]. Dog kommer Orimulsion og raffinaderigas fra Danmarks Miljøundersøgelser [44].

Brændsel	Kg/GJ	Brændsel	Kg/GJ
Kul	94	Naturgas	55
Petrokoks	93	Affald	106
Orimulsion	80	Biogas	84
Fuelolie	79	Halm	100
Spildolie	73	Skovflis	112
Gasolie	74	Træ- og biomasseaffald	112
Raffinaderigas	57	Træpiller	112
LPG	65	Bio-olie	80

El- og varmeproduktion og affaldsforbrændingsanlæg med en årlig CO₂ emission på over 10.000 ton estimeres til at have en samlet årlig udledning på 7.275.137 ton CO₂.

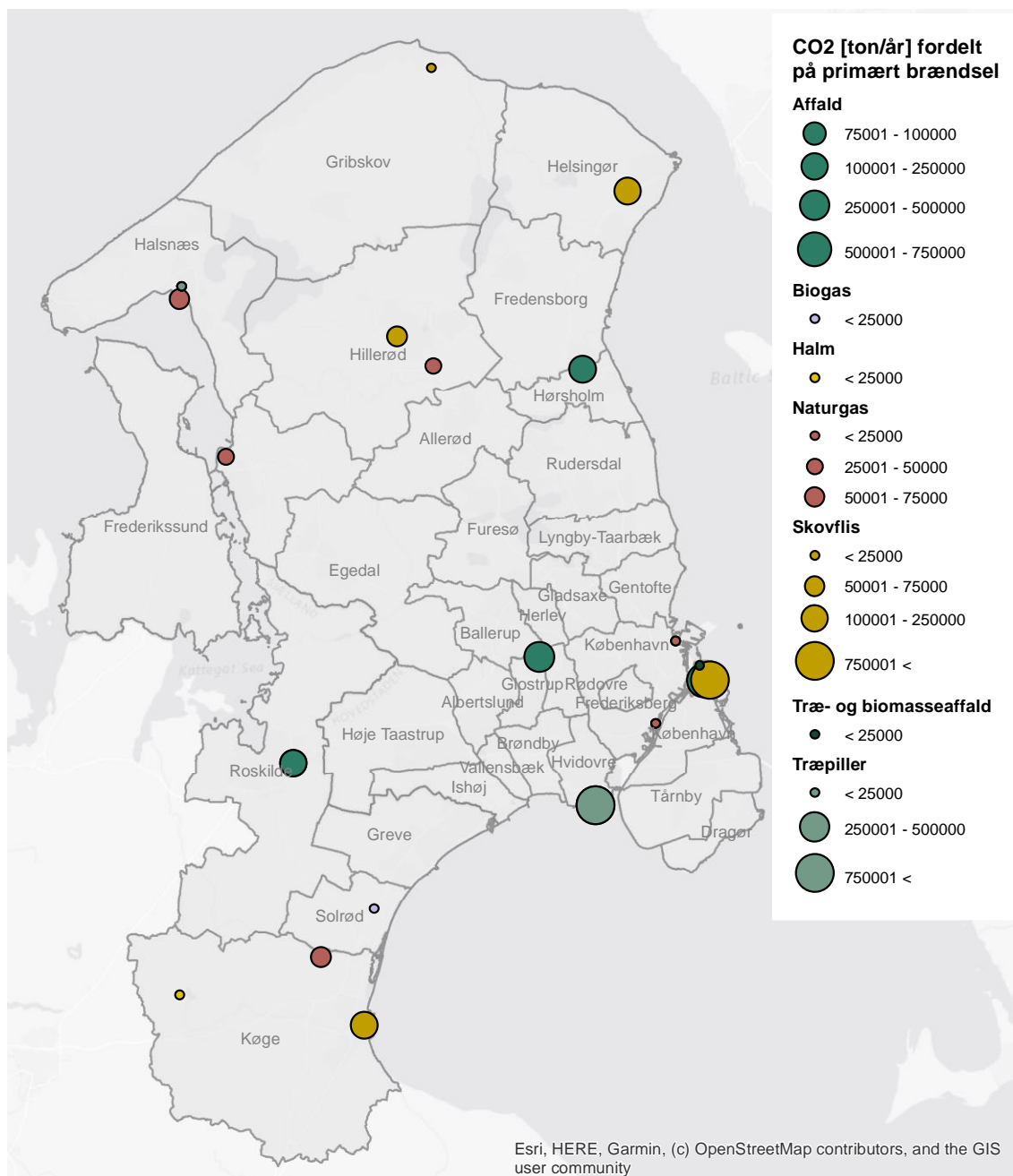
Til at estimere CO₂-emissioner fra store virksomheder anvendes det europæiske CO₂-register European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR) fra 2022 [45]. Denne database indeholder CO₂-emissioner fra større virksomheder i EU. I dette projekt er der i databasen identificeret 2 virksomheder med en årlig CO₂-emission på over 10.000 ton. Disse har en samlet årlig udledning på 114.674 ton CO₂. Der er dermed en væsentligt mindre mængde CO₂ fra virksomheder i regionen sammenlignet med el- og varmeproducenterne.

I Figur 6 ses de samlede mængder CO₂ fordelt på forskellige brændselstyper. Det ses, at regionen er domineret af biomasseressourcer, primært træpiller og skovflis, men også træ- og biomasseaffald samt halm spiller en rolle. En stor del af emissionerne kommer desuden fra affaldsforbrændingsanlæg, herunder en del fra ikke-biogene kilder. Derudover er der en mindre andel af naturgas fra ledningsnettet, som går både til el- og varmeproduktion samt de to industrier.



Figur 6 - Samlet CO₂-mængde fordelt på brændselstyper i 2021 fra CO₂-punktkilder større end 10.000 ton/år

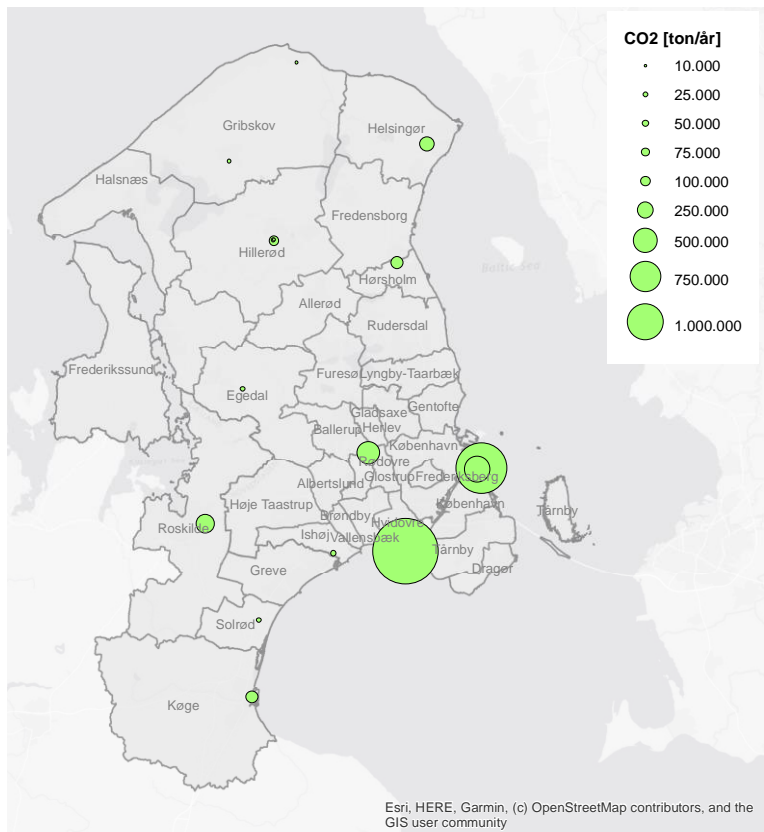
På kortet i Figur 7 ses de samme CO₂-punktkilder fordelt geografisk udover regionen. Her ses det, at de store CO₂-punktkilder ligger i København, men også i Roskilde, Halsnæs, Hillerød, Helsingør, Hørsholm og Køge er der tilgængelige CO₂-punktkilder.



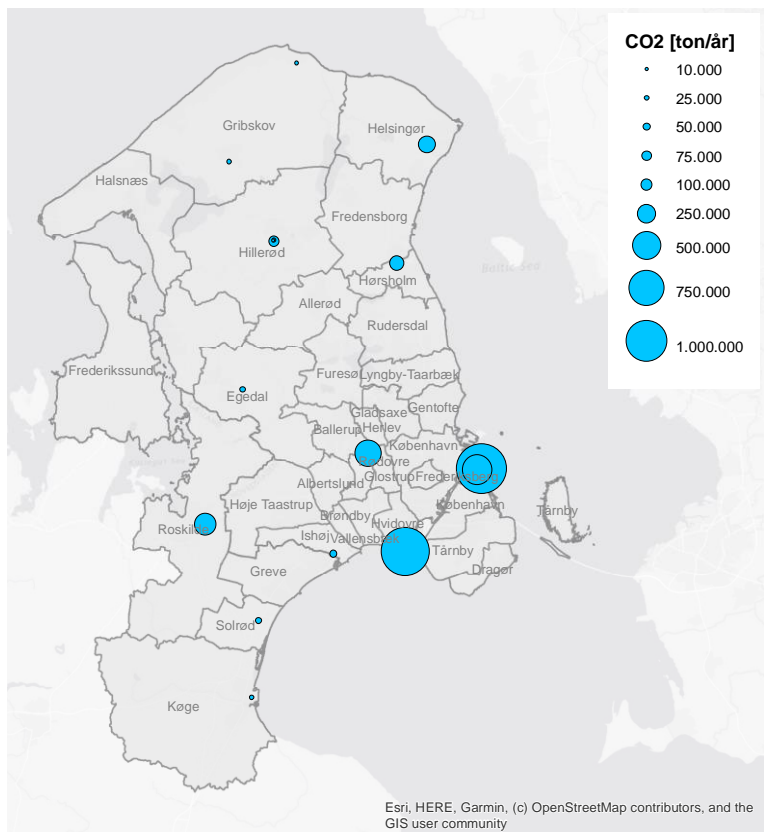
Figur 7 - CO₂-punktkilder større end 10.000 ton/år i regionen i 2020

3.1.4 Fremtidige CO₂-mængder

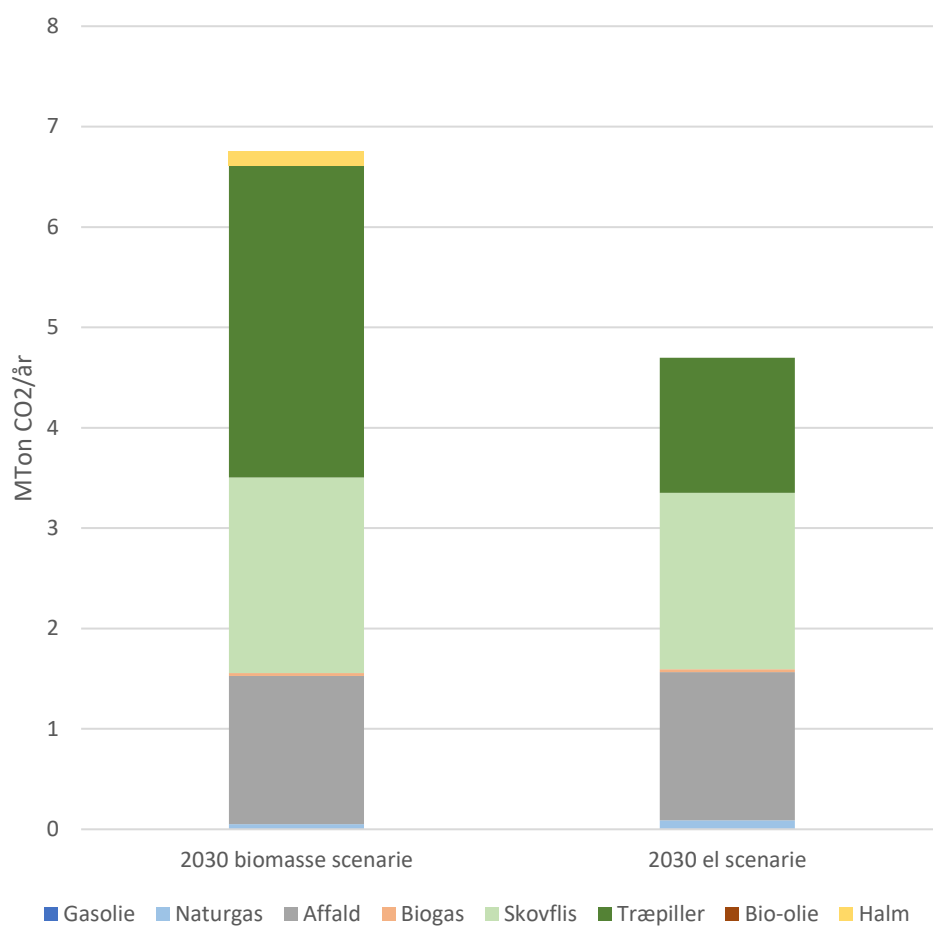
CO₂-punktkilderne præsenteret i det forrige afsnit er baseret på nuværende emissioner. Men da fremtidens energisystem vil ændre sig, forventes det, at nogle af disse kilder vil blive reduceret over tid. I gennem energisystemanalyserne i kapitel 4.4 identificeres ændringer frem til 2030 for alle fjernvarmesystemerne. For Stor-københavns fjernvarmenet er der modelleret to forskellige fremtidsscenarier. Det ene er baseret på biomasse og det andet med en større grad af elektrificering, som er nærmere beskrevet i kapitel 4. På kortet i Figur 8 ses CO₂-punktkilderne fra biomassescenariet, mens Figur 9 viser dem for el-scenariet. Umiddelbart ligner scenarierne hinanden, men der er en større reduktion i CO₂-mængderne i el-scenariet, hvor biomassen reduceres. Figur 10 viser de opsummerede tal for begge scenarier fordelt på brændselstyper. Her ses det, at CO₂-mængderne fra især træpiller er lavere i el-scenariet.



Figur 8 - CO₂-emissioner i biomassescenariet for 2030



Figur 9 - CO₂-emissioner i el-scenariet for 2030



Figur 10 – CO₂-mængder fordelt på brændselstyper i 2030-scenarierne

3.2 GIS-model for PtX

Udover kortlægningen af CO₂-punktkilderne er formålet med GIS-kortlægningen at undersøge mulige placeringer af PtX-anlæg og deres indpasning i energisystemet. I rapporten fokuseres der primært på PtX-anlæg, der anvender CO₂ som kilde, da CO₂-ressourcerne i Region Hovedstaden må anses som et af hovedargumenterne for netop at placere PtX-anlæg i regionen. Andre anlæg, som producerer f.eks. ammoniak, er ikke afhængige af CO₂ og vil derfor typisk placeres i nærheden af større energiparker, som er placeret andre steder i landet. I sektion 3.2.4 er der lavet et oversigtskort over mulige placeringer for sådanne anlæg i Region Hovedstaden. Disse er dog ikke analyseret yderligere i energisystemanalyserne. I denne analyse antages slutproduktet for PtX-anlæggene at være metanol, som er et flydende brændsel, der typisk transporteres i lastbiler og derfor ikke kræver adgang til gasledningsnettet. For brændsler i gasform kunne en placering tæt på gasnettet være relevant, f.eks. ved produktion af metan. I forhold til slutforbruget er det dog i IDAs Klimasvar 2045 [46] vurderet, at metanol er et mere anvendeligt brændstof, som kan anvendes i tung vejtransport, fly via metanol-to-jet rute og i skibstrafik både til færger og containerskibe.

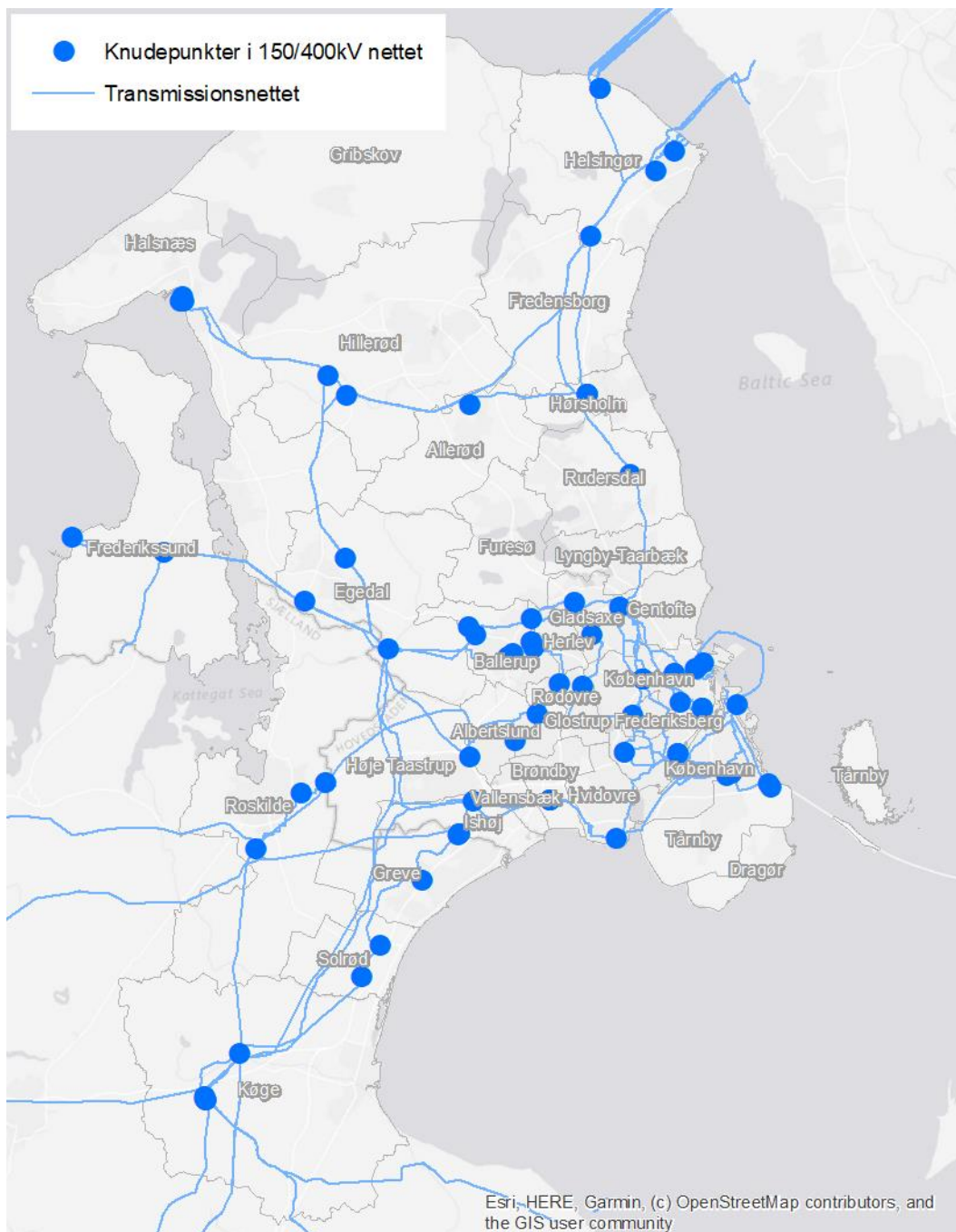
Til kortlægning af mulige placeringer for PtX-anlæg er der udviklet en GIS-model, der anvender en kombination af to analysemetoder. Den første er en multikriterieanalyse (MCDA), og den anden er en "Location-Allocation"-analyse. Multikriterieanalysen har til formål at identificere gode lokaliteter for PtX-anlæggene i forhold til en række forskellige kriterier. Kriterierne inkluderer både parametre, der er positive for placeringen af et PtX-anlæg, samt såkaldte nogo-områder, hvor PtX-anlæg ikke kan placeres. "Location-allocation"-analysen er en netværksanalyse, der har til formål at estimere hvilke placeringer, der har størst potentiale, når der tages højde for CO₂-mængderne i området. Resultaterne fra de to analysemetoder viser en række mulige placeringer og potentielle størrelser på PtX-anlæg baseret på tilgængelig CO₂, areal og fjernvarmebehov. Disse anvendes herefter som input til energisystemanalyserne, hvor deres indpasning i de forskellige fjernvarmesystemer evalueres.

I afsnit 3.2.1 beskrives multikriterieanalysen, og i afsnit 3.2.2 beskrives "location-allocation"-analysen.

3.2.1 Multikriterieanalyse

Som allerede nævnt, har multikriterieanalysen til formål at identificere mulige placeringer af PtX-anlæg i regionen. Der er anvendt to hovedkriterier for at identificere de bedste placeringer af PtX-anlæg, nemlig afstand til knudepunkter i eltransmissionsnettet og afstand til fjernvarmenettet. Andre kriterier kunne være inkluderet i analysen, f.eks. afstand til vedvarende energi og vandressourcer. Dette er dog fravalgt i modellen, da disse vurderes mindre væsentlige ift. formålet med analysen. Disse kriterier er dog væsentlige i den konkrete planlægning af PtX-anlæg og bør derfor inkluderes i den konkrete planlægning, hvis der vælges at arbejde videre med nogle af de placeringer, der foreslås i rapporten.

I forhold til afstand til knudepunkter i eltransmissionsnettet anvendes data fra Energinets kapacitetskort [47]. I det analyserede område er der 76 knudepunkter i 150/400kV nettet, som ses på kortet i Figur 11. Knudepunkter for 50 kV nettet kunne også være inkluderet, men dette spændingsniveau er fravalgt, da disse er mindre attraktive for PtX-anlæg. En forbindelse til det lavere spændingsniveau vil begrænse størrelsen på PtX-anlægget og øge omkostningerne til nettariffer.



Figur 11 - Knudepunkter i eltransmissionsnettet i det analyserede område

Det andet kriterie i multikriterieanalysen er afstand til fjernvarmeforsyningsområder. Som datagrundlag anvendes fjernvarmekortlægningen beskrevet i 3.1.2, hvor fjernvarmeudvidelser frem mod 2045 inkluderes i analysen. Baggrunden herfor er at sikre, at gode placeringer inkluderes, selvom der ikke er fjernvarme i området i dag. I multikriterieanalysen tages der udelukkende højde for afstande til el- og fjernvarmenet. Det vurderes ikke, om der er kapacitet i de enkelte ledninger til det øgede forbrug/produktion, som et PtX-anlæg vil medføre.

For både afstanden til knudepunkterne i elnettet og fjernvarmeforsyningsområderne omdannes afstandene til en standardiseret klassifikation. Dette gøres for at sikre en større vægtning af områder tæt på de energiinfrastrukturer, der anvendes som kriterier i analysen. Klassificeringen er præsenteret i Tabel 8.

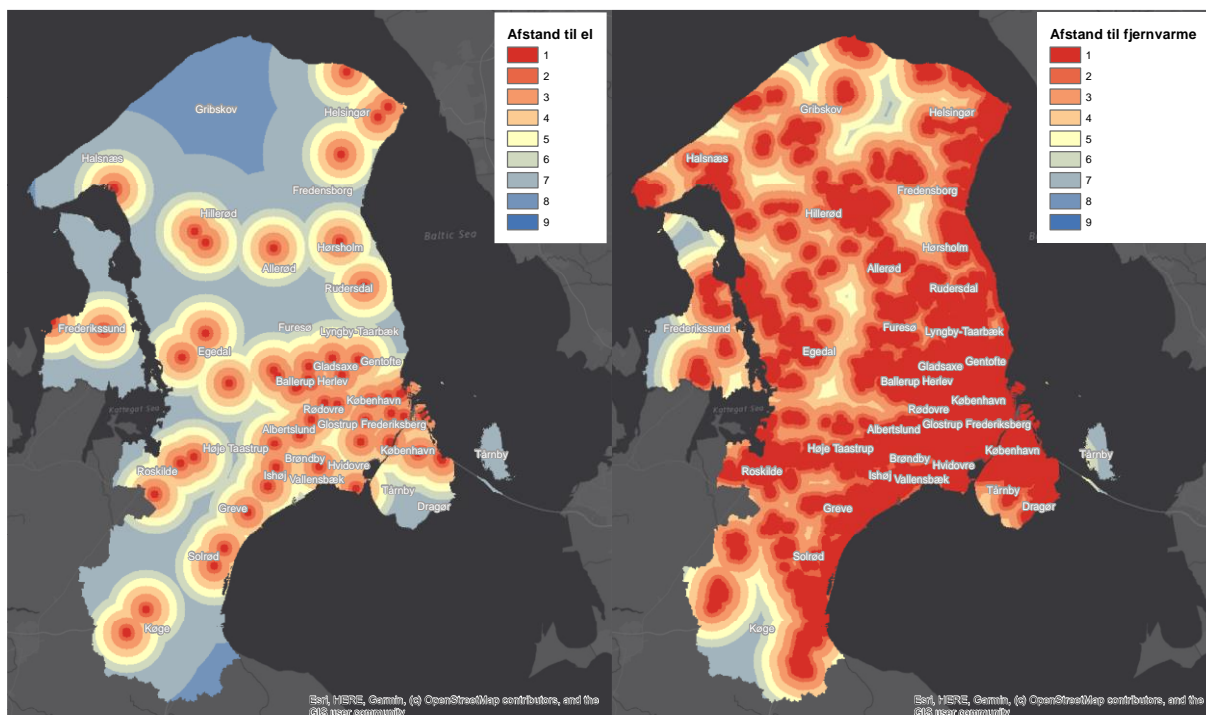
Tabel 8: Vægtning af afstande anvendt i multikriterieanalysen

Afstand i km	Klassificering
0,5	1
1	2
2	3
3	4
4	5
5	6
10	7
20	8
over 20	9

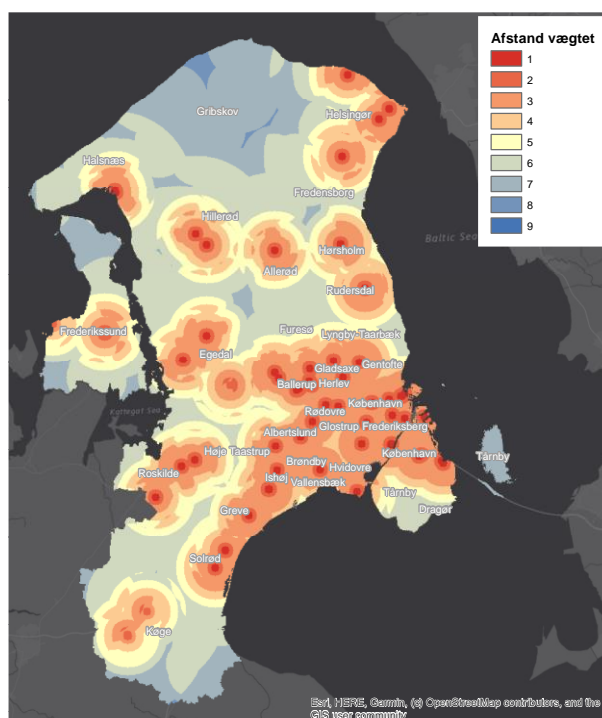
En anden vigtig del af en multikriterieanalyse er at lave en vægtning mellem de valgte kriterier, da der vil være kriterier med større betydning end andre. Der er forskellige metoder til at lave en sådan vægtning. Da der kun er valgt at medtage to kriterier i denne analyse, vælges der en simpel tilgang, hvor afstand til elnet vægtes med 80%, mens afstand til fjernvarme vægtes med 20%. Denne vægtning er lavet, da en god forbindelse til elnettet er et altafgørende kriterie for placeringen af PtX-anlæg, hvor elektrolysen skal have god adgang til elnettet. Fjernvarmen er i den sammenhæng ikke så vigtig, men hvis overskudsvarmen fra PtX-anlæg skal kunne anvendes i fjernvarme, er det vigtigt, at dette kriterie også medtages. Vægtningen mellem de to kriterier kunne være lavet mere detaljeret, f.eks. baseret på omkostninger for de forskellige typer af infrastrukturer.

Figur 12 viser kort med begge afstandskriterier, hvor afstand til elnettet vises til venstre og afstand til fjernvarmenettet vises til højre. De bedste placeringer er de røde områder, med en værdi i den lave ende af skalaen, mens placeringer længst fra infrastrukturen ligger i de blå områder med en værdi i den høje ende af skalaen. Det ses, at kriteriet ift. eltransmissionsnettet er mere restriktivt end kriteriet ift. fjernvarmenettet, da der er langt færre steder med knudepunkter til eltransmissionsnettet, end der er områder med fjernvarme.

På kortet i Figur 13 ses resultatet af multikriterieanalysen, hvor begge kriterier er vægtes og lagt sammen. Her ses det, at afstanden til elnettet har en stor betydning, da denne har den højeste vægtning i analysen. Men det fremgår også, at placeringer tæt på fjernvarmen får en bedre score end de steder, der kun ligger tæt på elnettet. På kortet er der dog ikke taget højde for, hvor det er muligt at placere anlæggene. Den sidste del af multikriterieanalysen er derfor at vælge de områder fra kortet, hvor der ikke er nogle restriktioner på placering af PtX-anlæg.



Figur 12: Kort med kriterierne afstand til el- og fjernvarmenet



Figur 13: Kort med vægtede kriterier for multikriterieanalysen

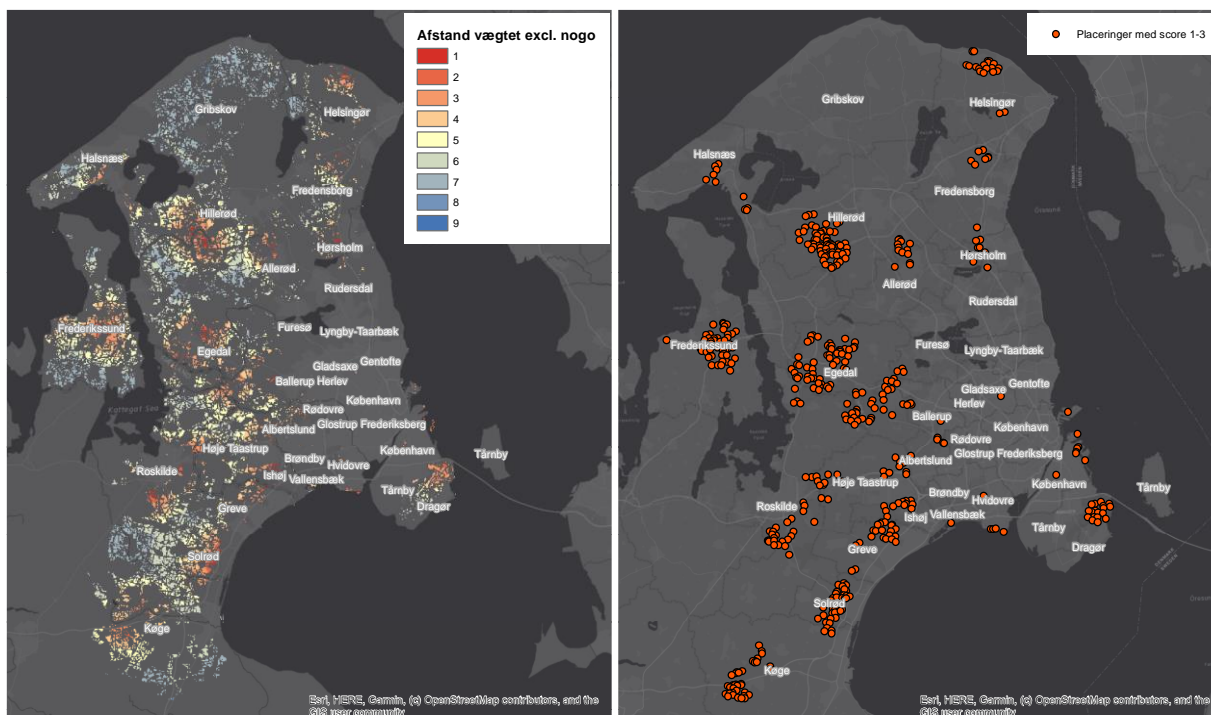
Det antages, at planlægningsmæssige restriktioner i form af naturbeskyttelse og beboelse gør, at der er en lang række områder, der bør udelukkes som mulige placeringer. Her anvendes data fra MiljøGIS [48] samt GeoDanmark [49] til fysiske områder med bebyggelse, veje og andre tekniske anlæg. Den samlede liste over data anvendt som nogo-områder i analysen er præsenteret i Tabel 9. Listen er et resultat af en forsøg-fejlmetode ud fra en vurdering af hvilke kriterier, der er relevante for placeringen af PtX-anlæg, samt en test af

hvilke områder, der blev valgt i modellen. F.eks. kom begravelsesområder, sportsområder og tekniske anlæg med som kriterier efter de indledende evalueringer af resultatet. Der er ikke lavet en afstandsbuffer omkring bebyggelse, for ikke at lave modellen alt for restriktiv. Det er dog vigtigt, at dette overvejes, hvis man vælger at gå videre med en konkret planlægning af et specifikt PtX-anlæg. Det bør understreges, at listen ikke skal ses som et endegyldigt plangrundlag for, om det er tilladt at placere et PtX-anlæg i de valgte områder. Der er udelukkende tale om en screening af potentielle områder, der bør analyseres dybere i konkrete projekter.

Tabel 9 - Data anvendt til nogo-områder i multikriterieanalysen

MiljøGIS	GeoDanmark
<ul style="list-style-type: none"> • Beskyttede naturtyper • Beskyttede sten/jorddiger (5 meter buffer) • Beskyttede vandløb (5 meter buffer) • Åbeskyttelse • Boringsnære beskyttelsesområder (BNBO) • Fredede områder • Fuglebeskyttelsesområder • Habitat områder • Kirkebyggelinjer • Råstofområder • Skovbyggelinje 	<ul style="list-style-type: none"> • Veje (3 meter buffer) • Jernbaner (7 meter buffer) • Lav bebyggelse • Høj bebyggelse • Bykerne • Begravelsesområder • Sportsområder • Tekniske anlæg (indeholder bl.a. Parken)

På kortet til venstre i Figur 14, ses det vægtede kort over områder, når der kun vælges områder uden for nogo-områderne. Her ses det, at grundet restriktionerne fra nogo-områderne, er mange af de områder, der ligger i byerne, reduceret væsentligt. F.eks. er der meget få områder tilbage i Københavnsområdet. På kortet til højre i Figur 14 ses de bedste områder fra multikriterieanalysen i punktform. Her er valgt kvadrater med en værdi på 1 eller 3 og et areal på mindst 3 ha inden for 1 km radius. Arealet kan indeholde områder med lavere score, men skal have mindst en hektar med en score på 1-3. På kortet er der valgt 476 punkter, som tages videre til næste analyse. Det bør bemærkes, at nogle af punkterne ligger tæt, så det er reelt set samme lokalitet, men forskellige steder i samme område. Arealkravet på de 3 ha er medtaget som minimum, selvom større PtX-anlæg kræver endnu mere plads. Der vil igen være behov for en konkret vurdering af det specifikke område for at vurdere, om der reelt er plads til det anlæg, der planlægges.



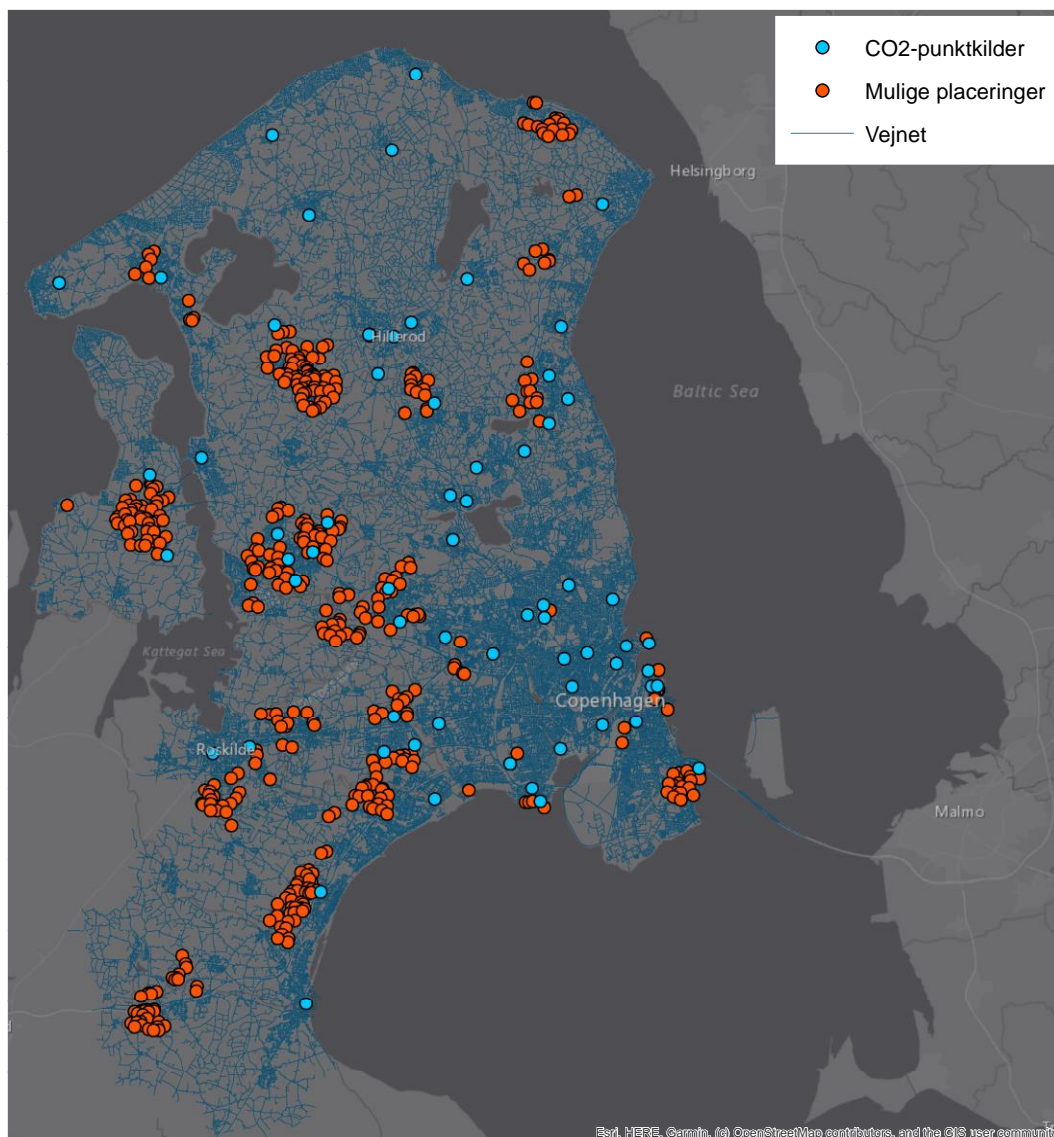
Figur 14: Til venstre: vægtet kort over gode placeringer af PtX-anlæg hvor nogo-områder er fravalgt. Til højre: valgte placeringer som input til location-allocation-analysen

3.2.2 Location-allocation analyse

I multikriterieanalysen er der identificeret en række mulige PtX-placeringer, som er valgt ud fra afstand til eltransmissionsnet og fjernvarme, restriktioner på arealanvendelse og et minimum arealkrav. I denne analyse undersøges de fundne placeringer i forhold til placeringen af CO₂-punktkilderne.

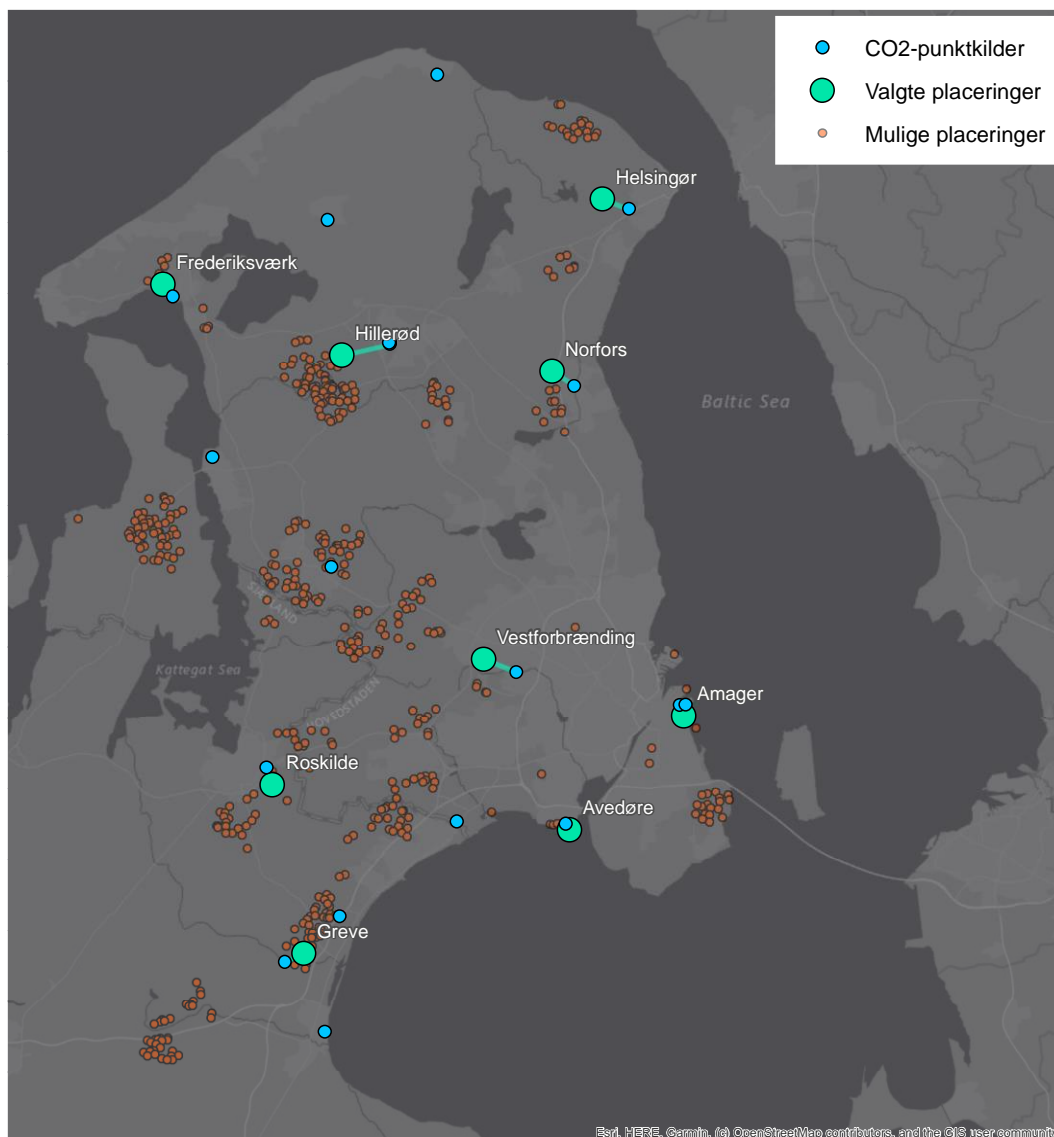
I analysen anvendes en netværksanalyse kaldet "maksimer dækning", der har til formål at estimere hvilke af placeringerne, der kan udnytte CO₂-punktkilderne bedst, hvis der er defineret et fast antal anlæg og en fast afstand, som hvert anlæg må anvende CO₂ indenfor. Resultatet af analysen vil være et antal anlæg med tilhørende CO₂-mængder, samt et estimat af den maksimale størrelse af PtX-anlæggene i forhold til CO₂-mængder. Disse anvendes som input i energisystemanalyserne til at undersøge, hvor stor en del af overskudsvarmen, der kan indpasses i fjernvarmesystemerne.

Som datainput til analysen anvendes de valgte punkt-lokaliteter fra multikriterieanalysen, CO₂-punktkilderne, samt vejnettet. Vejnettet er med, da det antages at ledningsnettet mellem PtX-anlægget og CO₂-kilderne vil følge vejnettet for at give en mere realistisk linjeføring end at anvende den korteste linje mellem PtX-placering og CO₂-kilder. På kortet i Figur 15 ses datainputtet til multikriterieanalysen.



Figur 15: Kort over datainput til location-allocation analyse

I selve location-allocation-analysen vælges de 10 bedste placeringer med et afstandskrav på maksimalt 5 km mellem CO₂-punktkilden og PtX-anlægget. Dermed vælges områder relativt tæt på CO₂-punktkilder. Analysen kunne også være foretaget med færre placeringer og større afstande, hvilket ville øge omkostningerne til CO₂-infrastruktur. Der blev lavet nogle forsøgskørsler af analysen, hvor disse kriterier blev ændret. Disse er dog udeladt fra rapporten, da den valgte analyse gav et acceptabelt resultat som kunne danne grundlag for energisystemanalyserne. I det endelige output blev placeringer med en samlet CO₂-mængde under 50.000 ton/år fravalgt, da det vurderes at et PtX-anlæg, der skal tilkobles eltransmissionsnettet, skal op over dette minimumsniveau. Dermed ender location-allocation-analysen med at give de 9 placeringer, som ses på kortet i Figur 16.



Figur 16: Valgte placeringer i location-allocation-analysen

I de følgende afsnit findes en kort gennemgang af hvert af de valgte områder inden for Region Hovedstaden. Roskilde og Greve er placeret i Region Sjælland og er derfor ikke medtaget i gennemgangen. Det endelige resultat af location-allocation-analysen er derfor syv områder: Frederiksværk, Helsingør, Hillerød, Norfors, Vestforbrænding, Amager og Avedøre.

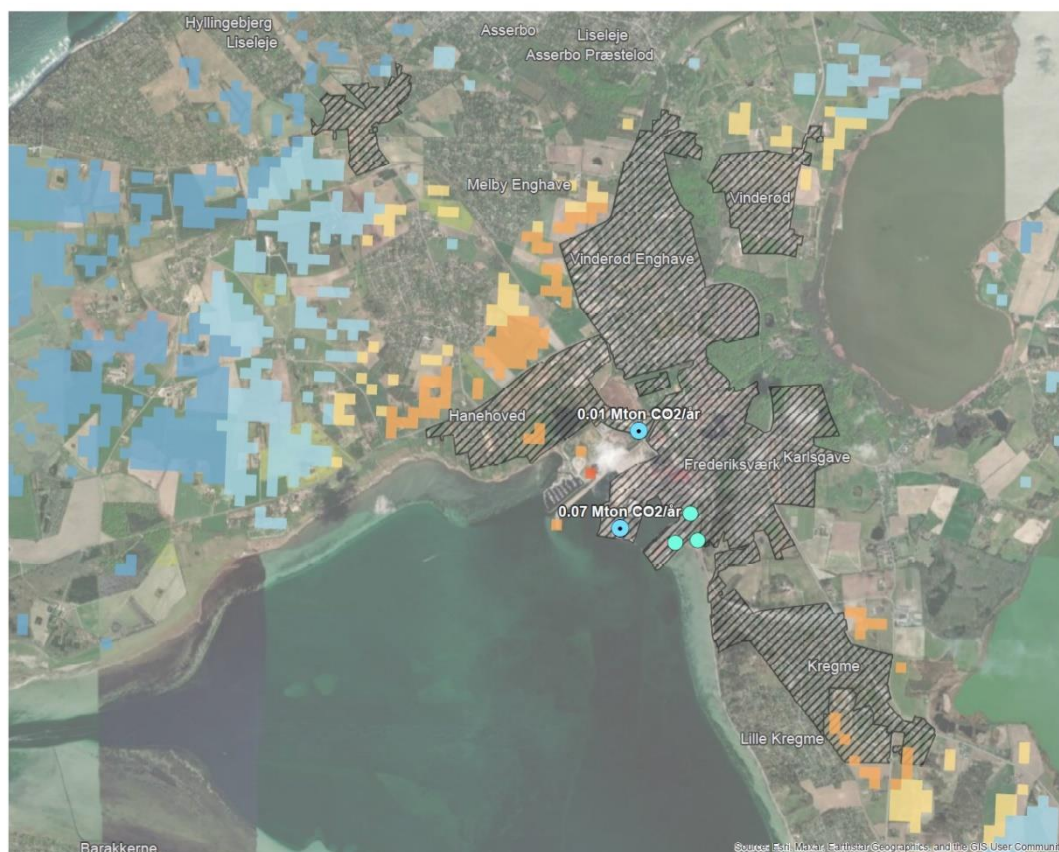
3.2.3 Oversigt over mulige PtX-placeringer

På kortene på de følgende sider ses de mulige CO₂-punktkilder for hvert område med angivet årlig mængde. Derudover ses knudepunkter i eltransmissionsnettet samt fjernvarmeområder (inkluderer både eksisterende fjernvarme og forventede udvidelser).

Farveskalaen rød til blå viser de områder, hvor det er muligt at placere et PtX-anlæg, når der tages højde for restriktioner (naturhensyn, beboelse mm.). Områder med eksisterende bebyggelse er ikke taget i betragtning. De røde områder repræsenterer områder, der er tæt på eltransmission og fjernvarme. Hvert kvadrat er 1 hektar, hvilket skal sammenholdes med arealbehovet for PtX-anlægget.

3.2.3.1 Frederiksværk

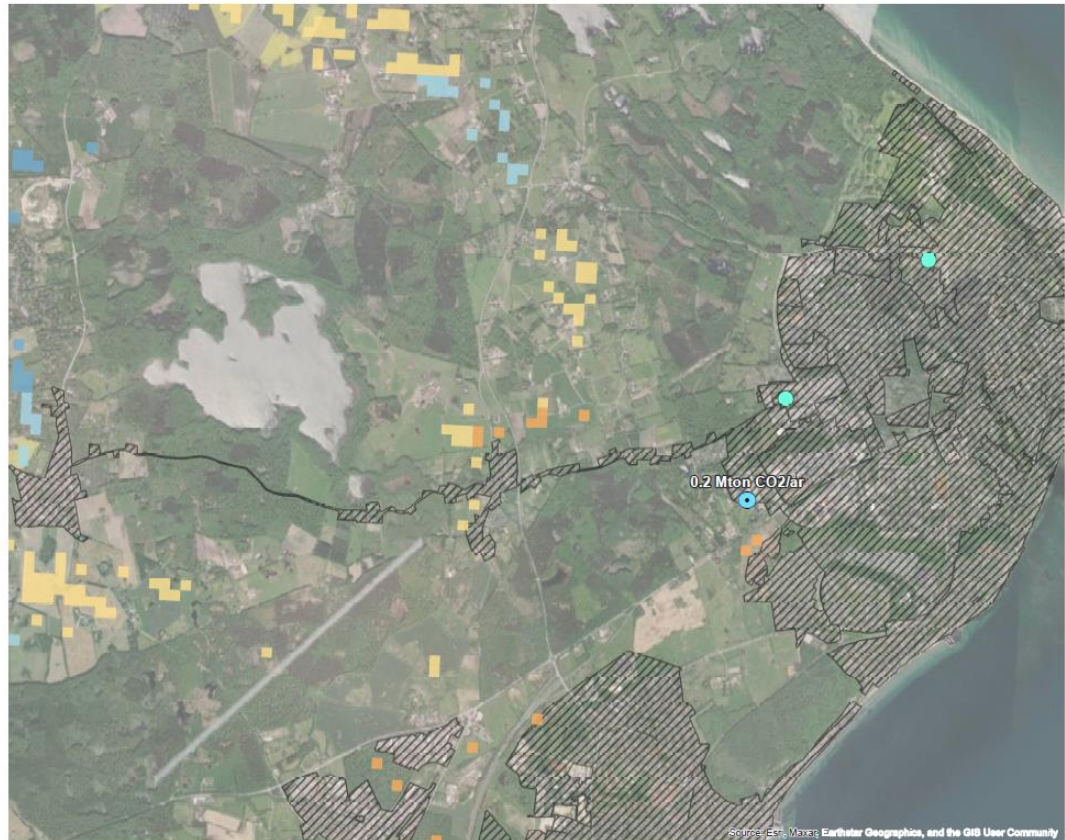
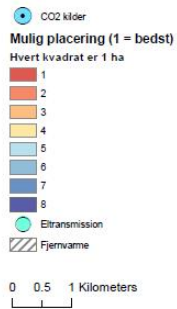
Frederiksværk



- 0,09 Mton CO₂/år svarende til en maks. elektrolysekapacitet på 94 MW og et arealbehov på 2,8 hektar.
- Vandbehov: 95.000 m³/år
- Overskudsvarmeproduktion på mindst: 64 GWh/år
- Nærmeste fjernvarmenet: Halsnæs Forsyning med et forventet samlet årligt fjernvarmebehov inkl. nettab i 2030 på 138 GWh.
- CO₂-punktkilder: Træpillekedel og biooliekedel i Frederiksværk samt stålproducenten NLMK DanSteel A/S

3.2.3.2 Helsingør

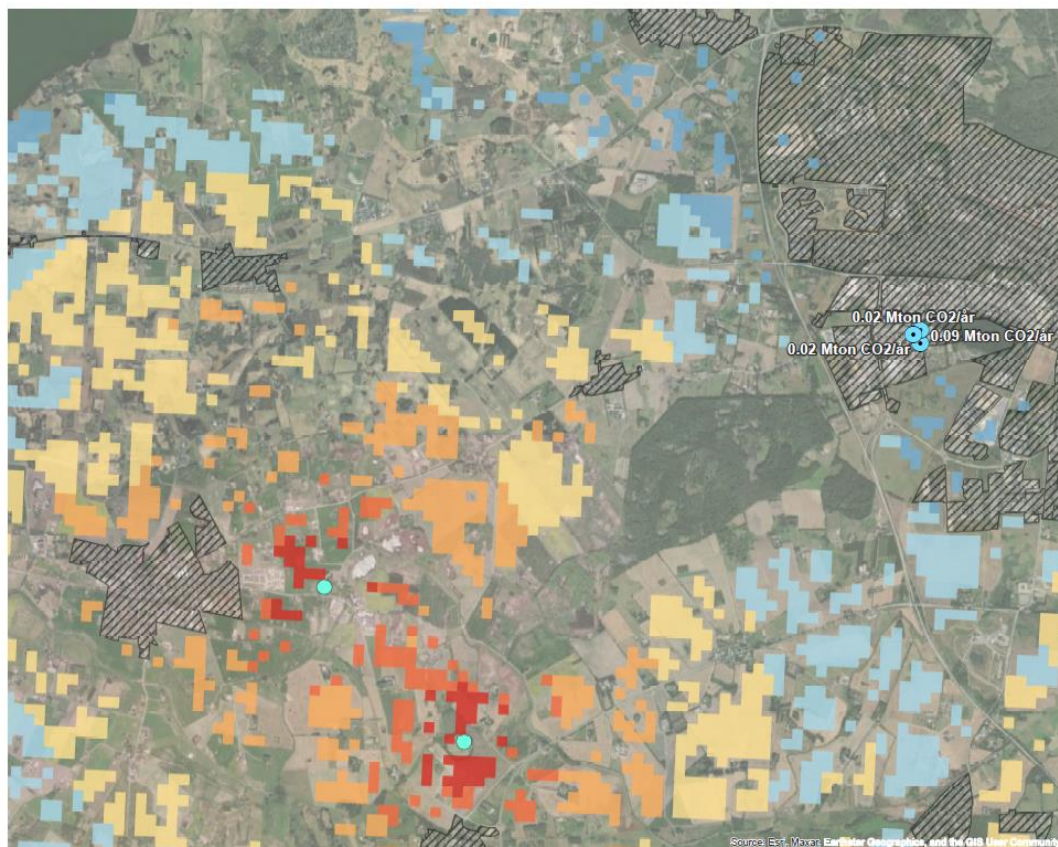
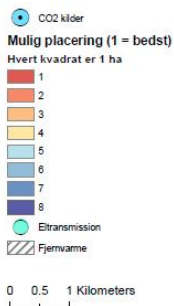
Helsingør



- 0,20 Mton CO₂/år svarende til en maks. elektrolysekapacitet på 217 MW og et arealbehov på 7 hektar.
- Vandbehov: 219.000 m³/år
- Overskudsvarmeproduktion på mindst: 148 GWh/år
- Nærmeste fjernvarmenet: Forsyning Helsingør med et forventet årligt fjernvarmebehov inkl. nettab i 2030 på 420 GWh. Forsyning Helsingør har fjernvarmeforbindelser til Hornbæk og Norfors.
- CO₂-punktkilder: Flis-kraftvarme og -kedler i Helsingør

3.2.3.3 Hillerød

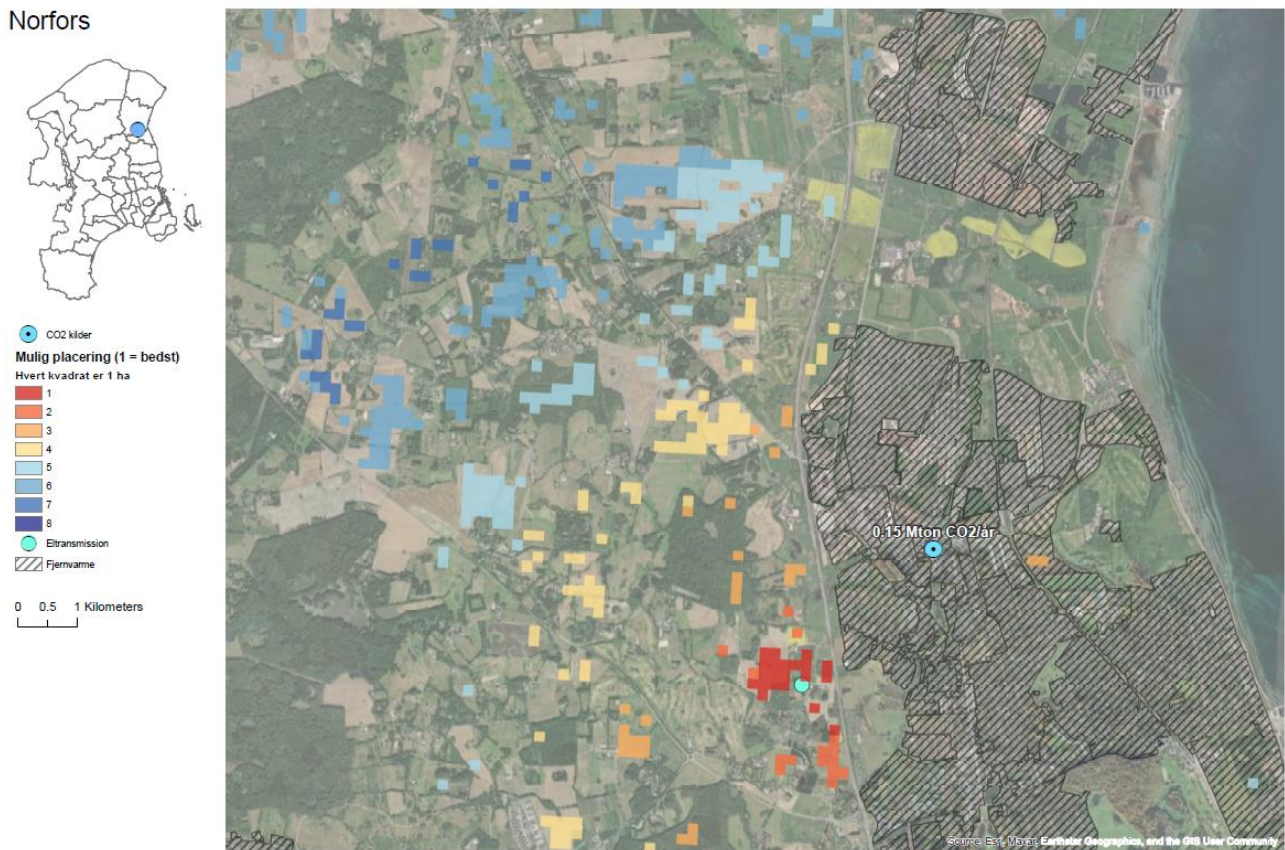
Hillerød



- 0,13 Mton CO₂/år svarende til en maks. elektrolysekapacitet på 143 MW og et arealbehov på 4 hektar.
- Vandbehov: 144.000 m³/år
- Overskudsvarmeproduktion på mindst: 98 GWh/år
- Nærmeste fjernvarmenet: Hillerød Forsyning med et forventet samlet årligt fjernvarmebehov inkl. nettab i 2030 på 400 GWh. Hillerød Forsyning har fjernvarmeforbindelse til Farum Fjernvarme.
- CO₂-punktkilder: Flis kraftvarme samt flis- og træpille-kedler i Hillerød

3.2.3.4 Norfors (Hørsholm)

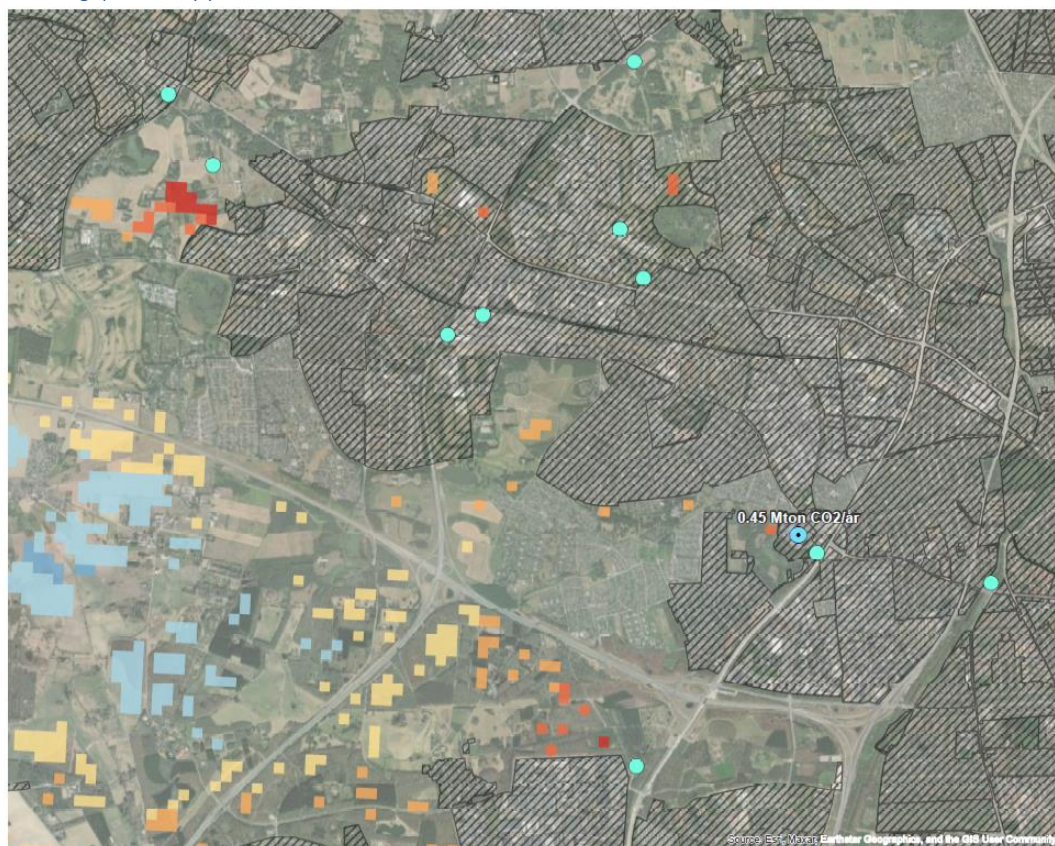
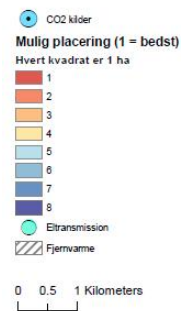
Norfors



- 0,16 Mton CO₂/år svarende til en maks. elektrolysekapacitet på 178 MW og et arealbehov på 5 hektar.
- Vandbehov: 180.000 m³/år
- Overskudsvarmeproduktion på mindst: 121 GWh/år
- Nærmeste fjernvarmenet: Norfors (Hørsholm). Norfors har et forventet samlet årligt fjernvarmebehov inkl. nettab i 2030 på 819 GWh. Norfors har fjernvarmeforbindelse til Helsingør.
- CO₂-punktkilder: Usseødværket (affaldsforbrænding)

3.2.3.5 Vestforbrænding (Glostrup)

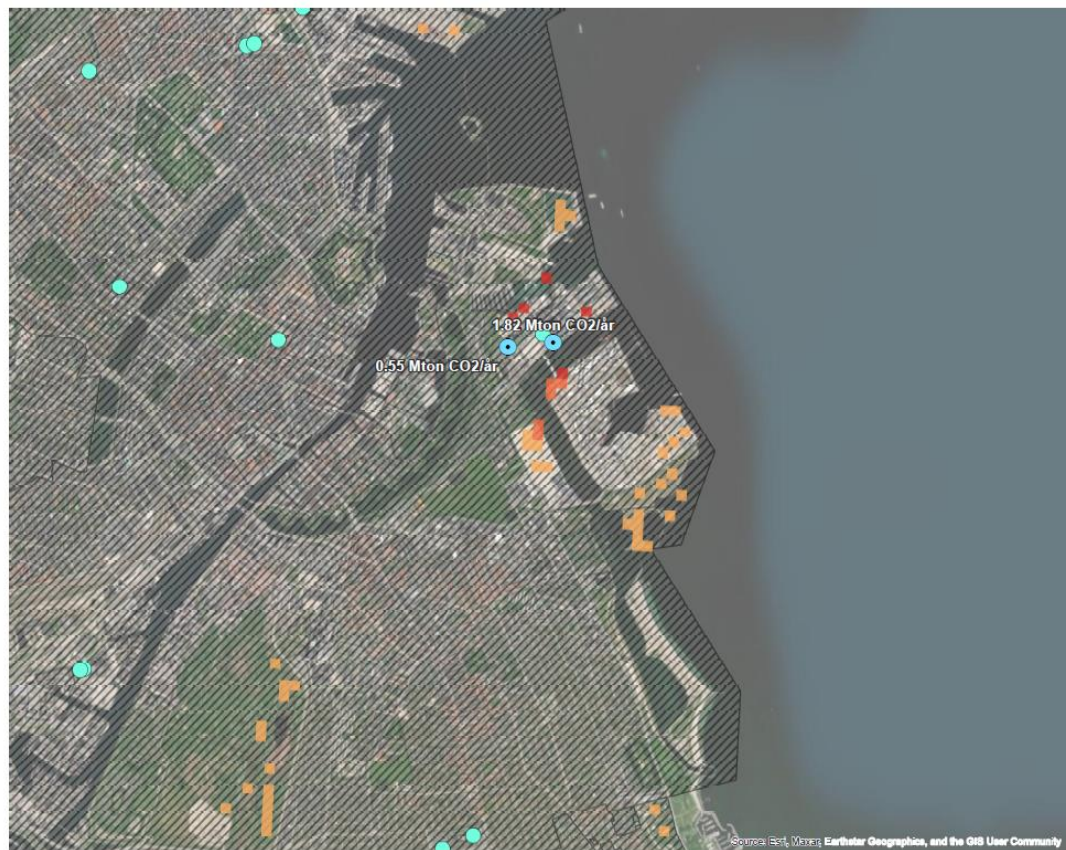
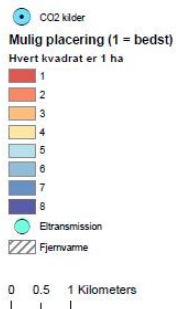
Vestforbrænding



- 0,46 Mton CO₂/år svarende til en maks. elektrolysekapacitet på 499 MW og et arealbehov på 15 hektar.
- Vandbehov: 504.000 m³/år
- Overskudsvarmeproduktion på mindst: 340 GWh/år
- Nærmeste fjernvarmenet: Vestforbrænding med et forventet samlet årligt fjernvarmebehov inkl. nettab i 2030 på 1.400 GWh. Vestforbrænding har fjernvarmeforbindelser til det storkøbenhavnske fjernvarmenet (samlet fjernvarmebehov inkl. nettab op mod 12.200 GWh i 2030), Værløse, mv. Herudover har Vestforbrænding planer om nye forbindelser til Frederikssund via Egedal og Smørum.
- CO₂-punktkilder: Vestforbrænding (affaldsforbrænding)

3.2.3.6 Amager

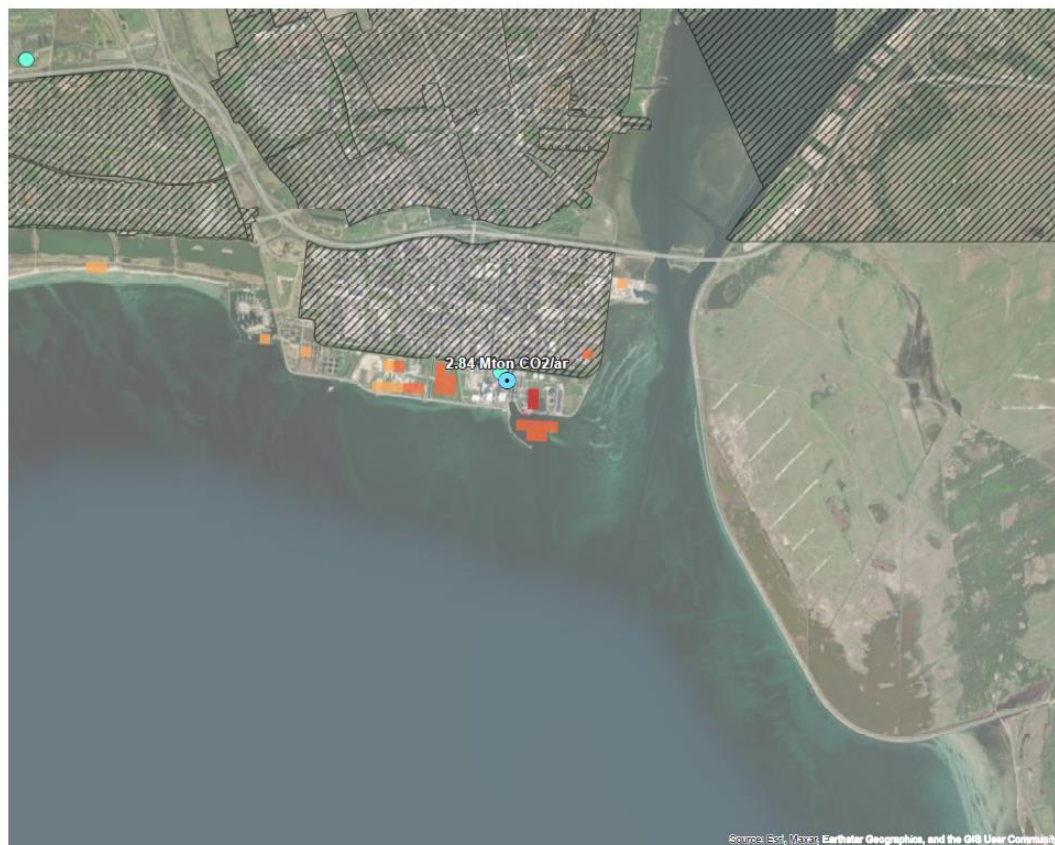
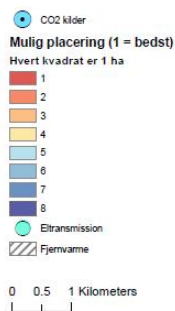
Amager



- 2,38 Mton CO₂/år svarende til en maks. elektrolysekapacitet på 2606 MW og et arealbehov på 78 hektar.
- Vandbehov: 2.633.000 m³/år
- Overskudsvarmeproduktion på mindst: 1.777 GWh/år
- Nærmeste fjernvarmenet: Storkøbenhavn med et forventet samlet årligt fjernvarmebehov inkl. nettab i 2030 på 12.200 GWh. Lokale netbegrænsninger kan reducere den potentielle udnyttelse.
- CO₂-punktkilder: Amagerværket Blok 1 og 4 (træpille og flis-kraftvarme) og ARC (affaldsforbrænding)

3.2.3.7 Avedøre

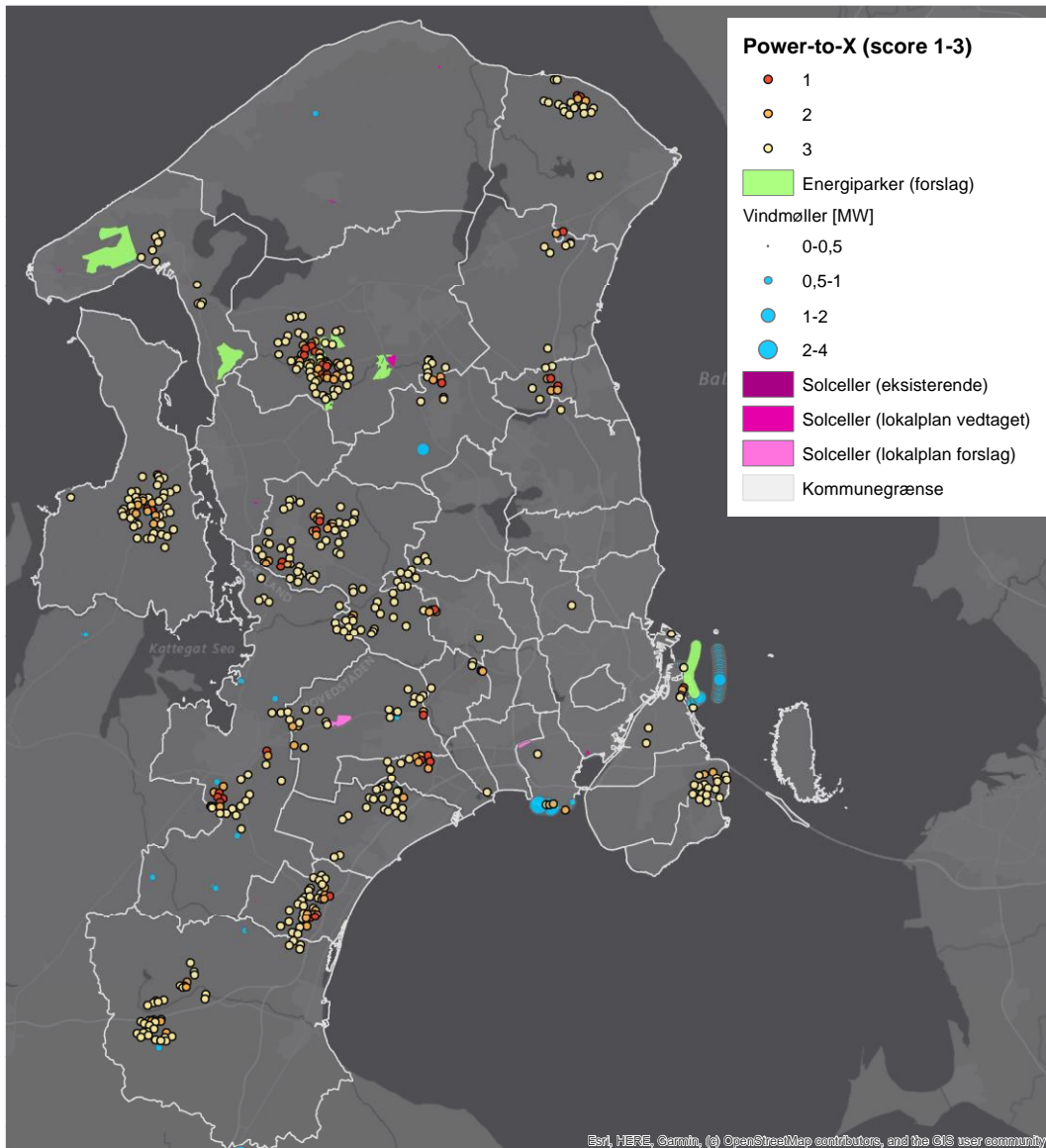
Avedøre



- 2.84 Mton CO₂/år svarende til en maks. elektrolysekapacitet på 3114 MW og et arealbehov på 93 hektar.
- Vandbehov: 3.147.000 m³/år
- Overskudsvarmeproduktion på mindst: 2.124 GWh/år
- Nærmeste fjernvarmenet: Storkøbenhavn med et forventet samlet årligt fjernvarmebehov inkl. nettab i 2030 på 12.200 GWh. Lokale netbegrænsninger kan reducere den potentielle udnyttelse.
- CO₂-punktkilder: Avedøreværket Blok 1 og 2 (træpille og halm-kraftvarme)

3.2.4 PtX-anlæg uafhængige af CO₂-punktkilder

Kortet i Figur 17 viser mulige PtX-placeringer for anlæg, der ikke afhænger af CO₂-punktkilderne. Disse anlæg kunne f.eks. være: elektrolyseanlæg til brintproduktion, anlæg til ammoniakproduktion, samt anlæg der bruger "direct air capture" som CO₂-kilde til metanolproduktion. Da disse i princippet kan placeres, hvor der er plads og forbindelse til eltransmissionsnettet, er der ikke foretaget nogen udvælgelse og prioritering af områderne. Det vil i høj grad afhænge af, hvor der er lokal vedvarende energiproduktion. Derfor er regeringens planer for energiparker, eksisterende vindmøller samt eksisterende og planlagte solcelleparker vist på kortet. PtX-placeringerne er vist med en score på 1-3, hvor 1 er de bedste placeringer ift. el- og fjernvarmenet. Der er ikke foretaget yderligere analyse af disse anlæg i rapporten.



Figur 17 – Placeringsmuligheder for PtX-anlæg ift. energiparker, solceller og vindmøller

4 Energisystemanalyser

Dette kapitel indeholder metode, forudsætninger og resultater af energisystemanalyserne af fjernvarmesystemerne i Region Hovedstaden.

4.1 Metode

Analysen, der præsenteres her, er udarbejdet for at estimere muligheden for at udnytte overskudsvarme fra PtX i Region Hovedstadens fjernvarmesystemer med et fokus på Power-to-metanol værker; dvs. PtX-værker, hvor der produceres metanol. Herved medtages også mulige CO₂-punktkilder fra fjernvarmen, som kunne bruges til produktion af metanol. I modelleringen medtages de fjernvarmeområder i Region Sjælland, som er koblet på Storkøbenhavns fjernvarmesystem, så effekten af fjernvarmeproduktioner, fjernvarmebehov og fjernvarmelagre i disse områder medtages i simuleringerne. Effekten af PtX-placeringer uden for Region Hovedstaden analyseres ikke i energisystemmodelleringerne. Analysen omfatter ikke en investeringsanalyse, f.eks. heller ikke om en direkte kobling til vindmøller og solceller kan give økonomisk mening. Analyserne kan derved ikke bruges til at vurdere, om en investering i et givent anlæg vil være rentabel eller ej, men kan alene bruges til at estimere nogle af effekterne ved en eventuel integration i lokale fjernvarmesystemer, samt hvad forskellige placeringer af PtX kan betyde for en sådan integration. Ved fjernvarmesystemer, hvor flere placeringer af PtX kan være relevante, regnes de enkelte placeringer under antagelse af, at der ikke implementeres PtX andre steder i fjernvarmesystemet samtidigt. Således findes et maksimalt potentiale for udnyttelse ved de enkelte placeringer, da placeringen af flere anlæg vil kunne medføre konkurrence om det samme fjernvarmegrundlag.

Hvert fjernvarmesystem modelleres i simuleringssværktøjet energyPRO version 4.9.189 [50], som er et teknøkonomisk værktøj til at simulere driften af energiværker og lokale energisystemer. energyPRO er oprindeligt udviklet til simulering af fjernvarmesystemer, men er blevet videreudviklet til også at kunne håndtere andre typer af anlæg, bl.a. PtX værker [51]. I energyPRO simuleres driften af hvert fjernvarmesystem og PtX-anlæg time-for-time igennem et år. energyPRO identificerer en drift af det modellerede system, som giver de laveste samlede driftsomkostninger, inkl. indtægter fra salg af el og metanol, for det samlede system, samtidig med, at det sikres, at alle fjernvarmebehov dækkes i hver time. Til simuleringen bruges Mixed integer linear programming (MILP) solveren Gurobi. Der medtages ikke detaljer om de lokale hydrauliske forhold i simuleringerne.

Hvert fjernvarmesystem i Region Hovedstaden simuleres først baseret på dets kapaciteter og produktioner i 2021, jf. Energistyrelsens Energiproducenttælling [42]. Energiproducenttællingen indeholder kapaciteter, årlige brændselsforbrug og årlige energiproduktioner for alle enheder, som producerer fjernvarme og/eller el til et offentligt net. Enheder, som ikke har leveret energi til fjernvarme eller elnet i 2021, medtages ikke i dette. Energiproducenttællingen inkluderer ikke en oversigt over kapacitetsbegrænsninger i fjernvarmenet eller kapaciteter på fjernvarmelagre. Derfor forsøges det her at indsamle kapaciteter for fjernvarmelagre ved kontakt til fjernvarmeselskaberne samt offentlige kilder, såsom selskabernes hjemmesider og projektforslag indsendt til kommunerne. Det har ikke været muligt at få dette fra alle værker, enten fordi de ikke har vendt tilbage herom, eller fordi det ikke er lykkedes at finde dette i offentlige kilder. For værker, hvor fjernvarmelagerkapaciteten ikke kendes, men hvor vi ved, at der sker en samproduktion af el og fjernvarme, er der tilføjet et fjernvarmelager med en kapacitet svarende til 24 timers gennemsnitligt fjernvarmebehov inkl. nettab. I modellerne medtages kun kapacitetsbegrænsninger i fjernvarmenettene, som er beskrevet i offentligt tilgængelige dokumenter. Fjernvarmesystemer, som er koblet sammen via en fjernvarmetransmissionsledning, og derved kan udveksle varme med hinanden, modelleres i samme model i energyPRO. Men der medtages ikke eventuelle aftaler om priser eller mængder af fjernvarme til udveksling mellem disse værker, da disse ikke kendes. I stedet optimeres driften af disse værker samlet, så den samlede laveste driftsomkostning findes for

alle værkerne i modellen. Således forholder analyserne sig heller ikke til en evt. fordeling af omkostninger eller ejerskab.

I energyPRO laves der scenarier for 2030 og 2045. Scenarierne for 2030 laves ud fra produktionskapaciteterne i 2021, samt de i dette projekt indsamlede eksisterende planer for de enkelte værker, som beskrevet i afsnit 4.3, og kommunernes indmeldinger af varmeplaner i 2022-2023, som beskrevet i 3.1.2. Der medtages i dette også planer, som ikke er endeligt vedtaget, hvorved der kan være usikkerheder forbundet med planerne for de enkelte fjernvarmeselskaber. Eksisterende planer for CCS og CCU medtages ikke, så potentialerne for tilgængelig CO₂ til nye PtX-anlæg viser de maksimale potentialer. Der laves mindst ét 2030-scenarie for hvert fjernvarmesystem i Region Hovedstaden for at kunne estimere CO₂-punktkilder herfra i 2030. Simulerede CO₂-udledninger for alle fjernvarmesystemer i 2030 bruges i GIS-analyserne til at finde relevante placeringer af PtX-anlæg, som beskrevet i 3.2. Baseret på GIS-analyserne udvælges de mest relevante placeringer for Power-to-metanol anlæg, og der laves nye 2030-scenarier for disse fjernvarmesystemer, hvor man tester effekten af udnyttelse af overskudsvarme fra PtX-anlæggene på driften af de lokale fjernvarmesystemer. Ved den konkrete implementering af PtX i modellerne, tillades kun opsamling af CO₂ fra biogene kilder, industri og affaldsforbrænding, og kun fra teknologier, som ikke er til spids- og reservelast. Således kan CO₂-mængderne og de tilhørende PtX-kapaciteter i energisystemanalyserne være en anelse mindre end ved GIS-analysen, som ser på samlet CO₂-mængde pr. lokation.

For 2045 laves der kun scenarier for fjernvarmesystemer ved de potentielle PtX-placeringer, som blev udvalgt baseret på 2030-data. For fjernvarmesystemer, hvor der ikke er planer eller scenarier for 2045, bygges scenarierne for 2045 på 2030-scenarierne, men der tages udgangspunkt i "IDAs Klimasvar 2045" [46] og "Varmeplan Danmark 2021" [24] ift. justeringer af installerede teknologier. "IDAs Klimasvar 2045" viser et samlet scenarie for, hvordan det danske energisystem kan gå mod CO₂-neutralitet i 2045, inklusive el- og fjernvarmesektorerne, og "Varmeplan Danmark 2021" følger op på "IDAs Klimasvar 2045" ved at lave mere detaljerede analyser af varmesektoren i Danmark. Justeringerne er nærmere beskrevet for de enkelte 2045-scenarier i afsnit 4.5.

4.2 Generelle forudsætninger for fjernvarmesystemer

Forudsætningerne, som bruges for alle fjernvarmesystemer, præsenteres i dette afsnit. De konkrete forudsætninger kendes ikke nødvendigvis for de enkelte fjernvarmesystemer, og derfor anvendes nogle generelle antagelser, som også gør sammenligning på tværs lettere. Fjernvarmesystemspecifikke forudsætninger prioriteres over de generelle, så hvis der er beskrevet andre forudsætninger for enkelte fjernvarmesystemer, så gælder de specifikke forudsætninger for disse. Priser i Euro omregnes til DKK til en kurs på 7,46.

4.2.1 Økonomiske forudsætninger

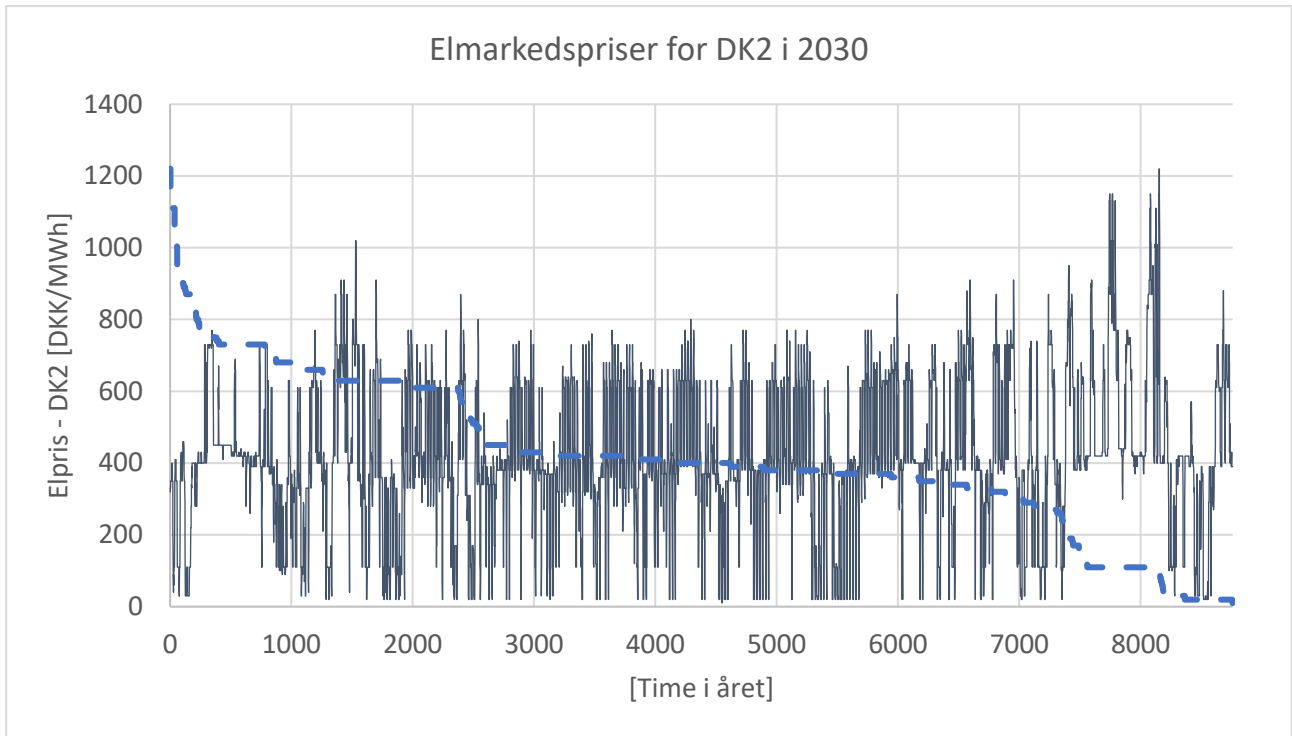
Der medtages kun økonomiske forhold, som påvirker den daglige drift af fjernvarmeproduktionsteknologierne. Således medtages kun de variable omkostninger for brændsler, afgifter, køb af el, mv., som kan påvirke driften af fjernvarmeproduktionen, samt potentielle indtægter ved salg af el. Omkostninger, som ikke direkte påvirkes af driften af anlæg, medtages ikke. Dette kan være investeringsomkostninger, faste årlige omkostninger, mv., da disse ikke har en påvirkning på hvilke anlæg, der drives i hver time.

For både 2030 og 2045 anvendes fremskrivninger for brændselsomkostninger fra Energistyrelsens "Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2022", som blev offentliggjort i februar 2022 [52]. Ligeledes bruges CO₂-emissionskoefficienter for ledningsgas herfra til beregning af brugen af CO₂-kvoter, når der anvendes ledningsgas.

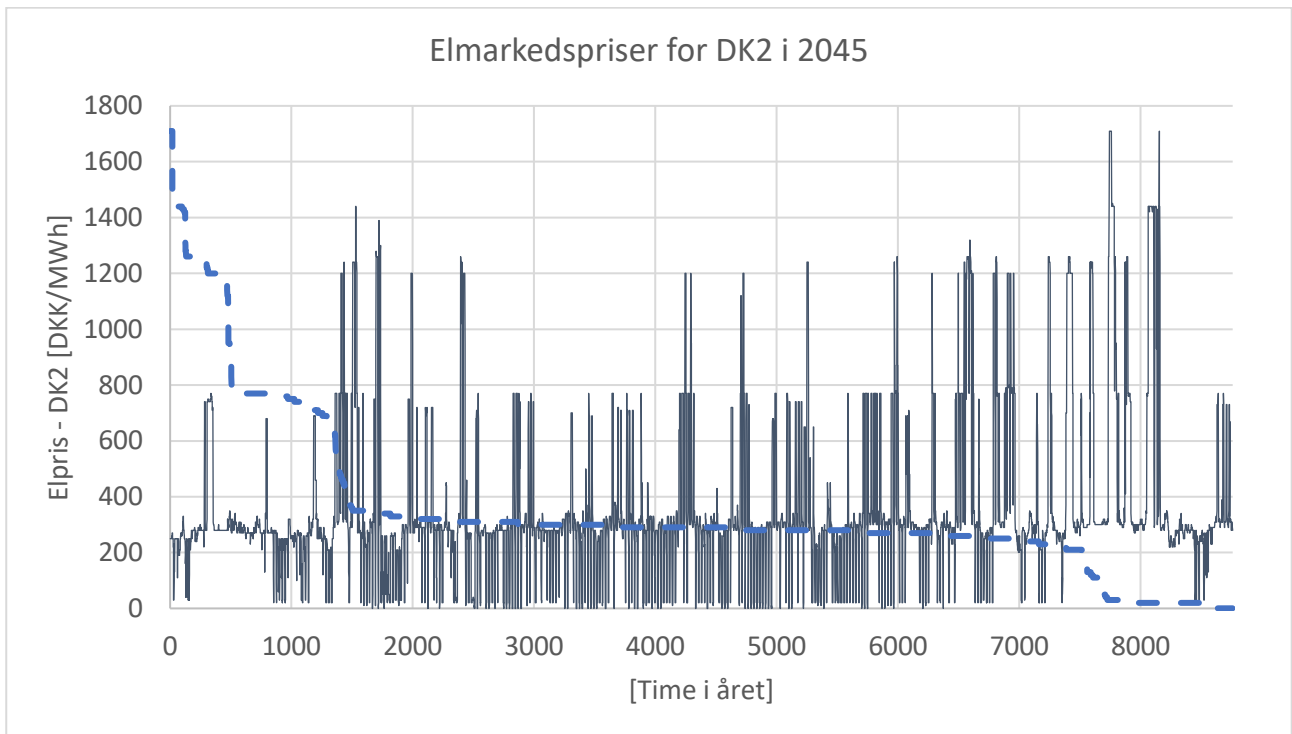
For energi- og CO₂-afgifter i 2030 og 2045 bruges satserne fra "Ekspertgruppen for en grøn skattereforms" dokumentationsnotat fra februar 2022 [53]. Herved sættes energiafgiften til opvarmning for naturgas og olie til 30,5 kr./GJ, og CO₂-afgiften sættes til 43 kr./GJ for naturgas og 56 kr./GJ for olie. Afgiftssatserne i ekspertgruppens analyse er baseret på en CO₂-kvotepris på 750 kr./ton, og for at sikre korrekt forhold mellem afgifter og kvotepriser, bruges denne CO₂-kvotepris også i simuleringerne, både i 2030 og 2045. Der er ingen fjernvarmesystemer i Region Hovedstaden, som benytter kul, hvorved afgifter herfor ikke medtages. Afgifter for affald medtages ikke i dette, da afbrændingen af affald forventes at foregå uafhængigt af afgifter. Det antages, at affaldsforbrændinger har første prioritet til at afsætte produceret varme til fjernvarmesystemerne, hvorved afgifter ikke vil påvirke driften af affaldsforbrændingsværkerne fra dag til dag og derved heller ikke vil påvirke driften i simuleringerne. For elvarme-, NO_x-, og metan-afgifter bruges afgiftssatserne fra 2021 [54]. For svovl-afgift ved brug af halm antages det, at værkerne opnår afgiftsgodtgørelse efter standardsatser ved rensning af svovludledningen [54]. Det antages, at al overskudsvarme er afgiftsfritaget, f.eks. ved at være med i Energistyrelsens "Energieffektiviseringsordning for overskudsvarme" [55]. Prisen for overskudsvarme for et fjernvarmesystem aftales normalt med industrien som leverer overskudsvarmen, og er derfor afhængig af de enkelte aftaler. Disse aftaler kendes ikke i denne analyse, og overskudsvarme sættes derfor til en pris på nul, udover eventuelle kendte elforbrug til varmepumper (VP) for at udnytte overskudsvarmen.

For elforbrug og elproduktion betales der nettariffer til Energinet, som står for det overliggende landsdækkende eltransmissionsnet, og for forbrug af el fra distributionsnettet betales nettariffer til det lokale elnetsselskab, Radius. Produkterne for nettariffer er under udvikling i disse år, hvor der på distributionsniveauet er kommet tidsafhængige tarifmodeller, og lignende udvikling diskuteres på transmissionsniveauet. Dette gør, at ikke kun tarifsatser, men også tarifmodeller er meget usikre frem mod 2030 og 2045. Det vælges i dette at tage udgangspunkt i nuværende tarifstørrelser og tarifmodeller. For betaling til Energinet bruges tariffer fra 2022, da forbrugstarifferne var en anelse højere i 2022 end i 2023 (0,03 kr./MWh), hvilket betyder, at den samlede betaling til Energinet for elforbrug er 112,3 kr./MWh, og for elproduktion er den 4,2 kr./MWh [56]. For anlæg koblet til distributionsnettet bruges Radius tarifmodel fra 1. juni 2023 [57], da tarifmodellen har ændret sig betydeligt i de seneste år. Det vides ikke, hvilken kundetype de enkelte værker hører under, og det antages derfor simpelt, at de alle er A-lav, svarende til at de er tilsluttet 10-20 kV-nettet. Dette er en simplifikation, da nogle fjernvarmeværker vil være eller kan blive koblet på 50 kV-nettet (A-høj) og derved opnå en lavere tarifbetaling, men det vælges at bruge A-lav for ikke at underestimere omkostningerne ved brug af elnettet. Radius bruger en tredelt tarifmodel, hvor Spidslast er den højeste tarifsats, og den bruges kun i hverdage i tidsrummet 6:00-21:00 i månederne oktober-marts. Tariffen i Spidslast er 150,2 kr./MWh. Den næsthøjeste tarifsats er Højlast på 75,1 kr./MWh, som i vinterhalvåret (oktober-marts) er 21:00-24:00 i hverdagen og 6:00-24:00 i weekender og på helligdage, og i sommerhalvåret (april-september) bruges den i hverdage 6:00-24:00. Resten af året bruges Lavlast satsen på 25 kr./MWh. Som udgangspunkt antages det, at elforbrugende anlæg på 50 MW eller derover alene er koblet til transmissionsniveauet og derved ikke skal betale distributionstariffer.

For elmarkedspriser bruges Energistyrelsens "Analyseforudsætninger til Energinet" fra 2022 [58]. Publikationen inkluderer elmarkedsprisfremskrivninger for spotmarkedet på timeniveau for årene 2030, 2040 og 2050 for hhv. Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). Til simuleringerne bruges 2030-priserne til 2030-simuleringerne (Figur 18) og til 2045-simuleringerne bruges 2050-priserne (Figur 19), da 2050-priserne antages at være dækkende for et energisystem baseret på 100% vedvarende energi. For begge år bruges alene elmarkedspriserne for Østdanmark (DK2). Alle modeller laves som pristagermodeller, hvorved der ikke medtages eventuel påvirkning af elpriserne som følge af deres drift. Der medtages ikke balancerings- og reservemarkeder for 2030 og 2045.



Figur 18 - Anvendte elmarkedspriser for DK2 (Østdanmark) i 2030. Den stiplede linje er varighedskurven for elmarkedspriserne. Priserne er fra Energistyrelsens "Analyseforudsætninger til Energinet" fra 2022 [58].



Figur 19 - Anvendte elmarkedspriser for DK2 (Østdanmark) i 2045. Den stiplede linje er varighedskurven for elmarkedspriserne. Priserne er fra Energistyrelsens "Analyseforudsætninger til Energinet" fra 2022 [58].

For variable drift- og vedligeholdelsesomkostninger for fjernvarmeproduktionsenheder bruges Energistyrelsens Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme fra juni 2022 [59]. De benyttede omkostninger ses i Tabel 10.

Tabel 10 – Brugte variable drift- og vedligeholdelsesomkostninger for fjernvarmeproduktionsteknologier. Fra Energistyrelsens Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme fra 2022 [59]. VP: Varmepumpe.

	2021	2030	2045	ENHED
Fliskedel	20,29	25,59	28,20	DKK/MWh-th
Træpillekedel	14,62	19,55	22,01	DKK/MWh-th
Bioliekedel	10	10	10	DKK/MWh-th
Gasoliekedel	10	10	10	DKK/MWh-th
Gasmotor	40,28	40,28	38,05	DKK/MWh-e
Gaskedel	8,21	7,46	7,46	DKK/MWh-th
Gasturbine	32,82	31,33	29,84	DKK/MWh-e
Elkedel	6,71	7,46	7,46	DKK/MWh-th
VP - luft - 10 mw-th<	12,61	12,61	12,61	DKK/MWh-th
VP - luft - 1 mw-th	20,07	20,07	20,07	DKK/MWh-th
VP - overskudsvarme	16,34	18,72	19,92	DKK/MWh-th
Træflis kraftvarme	19,40	19,40	20,14	DKK/MWh-e
Træpille kraftvarme	8,21	8,21	8,21	DKK/MWh-e
Halm kraftvarme	15,96	15,96	15,96	DKK/MWh-e
Geotermi	42,5	45,7	43,7	DKK/MWh-th

4.2.2 Tekniske forudsætninger for fjernvarme

De årlige fjernvarmebehov findes via GIS-analyserne beskrevet i 3.1.2. Disse behov dækker over en antaget tilslutning på 100%. Det er dog ikke sikkert, at alle potentielle forbrugere kan eller vil tilkoble sig fjernvarmenettet i disse områder, og derved medtages her kun en reduceret mængde af disse mulige fjernvarmebehov. Der anvendes en simpel antagelse om, at 90% af de samlede varmebehov i områderne, som er planlagt eller allerede udlagt til fjernvarme, tilsluttes fjernvarmen. Hvis tilslutningen i området allerede er over 90%, bruges det eksisterende varmebehov inkl. nettab i stedet. Dette estimeres baseret på de enkelte områders eksisterende fjernvarmeproduktion. For eksempel, hvis fjernvarmebehovet inkl. nettab i et område i 2021 var 1.000 MWh/år, og analysen viser, at det med udvidelser og fortætning vil være 1.100 MWh/år med 100% tilslutning, så beholdes varmebehovet på 1.000 MWh/år, da 90% af det samlede varmebehov inkl. nettab på 1.100 MWh/år er 990 MWh/år. Disse årlige fjernvarmebehov inkl. nettab fordeles herefter ud over alle årets timer. Vi har valgt at bruge samme fordelingsmetode for alle fjernvarmebehov. Til dette bruges en klassisk grad-døgnsmodel, hvor det antages, at i alle fjernvarmeområderne er 60% af det årlige fjernvarmebehov inkl. nettab vejrafhængigt. Referencetemperaturen sættes til 17°C, og det antages, at sæsonen for det vejrafhængige behov omfatter alle måneder ekskl. juni, juli og august. Der medtages også en daglig distribution med et højere behov fra kl. 6:00-21:00. Som udetemperatur bruges temperaturdata for 2021 fra "Climate Forecast System Reanalysis 2 (CFSR2)" [60] baseret på det målepunkt, der i hvert tilfælde geografisk ligger tættest på fjernvarmebehovets placering.

For fjernvarmesystemer med solvarmeanlæg bruges som udgangspunkt timedata fra 2021 fra Solvarmedata.dk [61]. For anlæg, som ikke deler timedata via Solvarmedata.dk, bruges i stedet solindfaldsdata fra "Surface Radiation Data Set - Heliosat (SARAH)" for 2021 [62], og solvarmeanlæggets data tilpasses ift. årlig produktion i 2021, jf. Energistyrelsens Energiproducenttælling [42].

De årlige produktionsprofiler for affaldsforbrændingsanlæg og overskudsvarme kendes ikke, og derfor sættes deres produktion i hver time til deres gennemsnitlige produktioner i 2021, jf. Energistyrelsens Energiproducenttælling [42]. I modellerne sættes affaldsforbrændingsanlæggene til at have første prioritet til at levere fjernvarme, og de kan afblæse en eventuel overproduktion af fjernvarme i sommermånederne, hvorved de er i drift i alle årets timer.

Fremadrettet forventes en reduktion af affaldsmængderne, som skal afbrændes, som følge af øget genbrug [63]. I dette antages affaldsmængderne at falde ligeligt for alle affaldsforbrændingsværker. Antagelserne fra "Fremtidens fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet 2050" (FFH50) anvendes, hvilket omfatter 3 ud af de 4 affaldsforbrændinger i simuleringerne, hvor der forventes, at affaldsmængderne fra 2030 og frem reduceres, så de udgør 82% af mængderne i 2019 [64]. Således foretages der i dette ikke vurderinger af, om enkelte affaldsforbrændingsanlæg bør eller vil lukkes som følge af ændrede regler og reducerede affaldsmængder. Der foretages heller ikke analyser af, om afbrænding af biomasse sammen med affaldet vil være relevant.

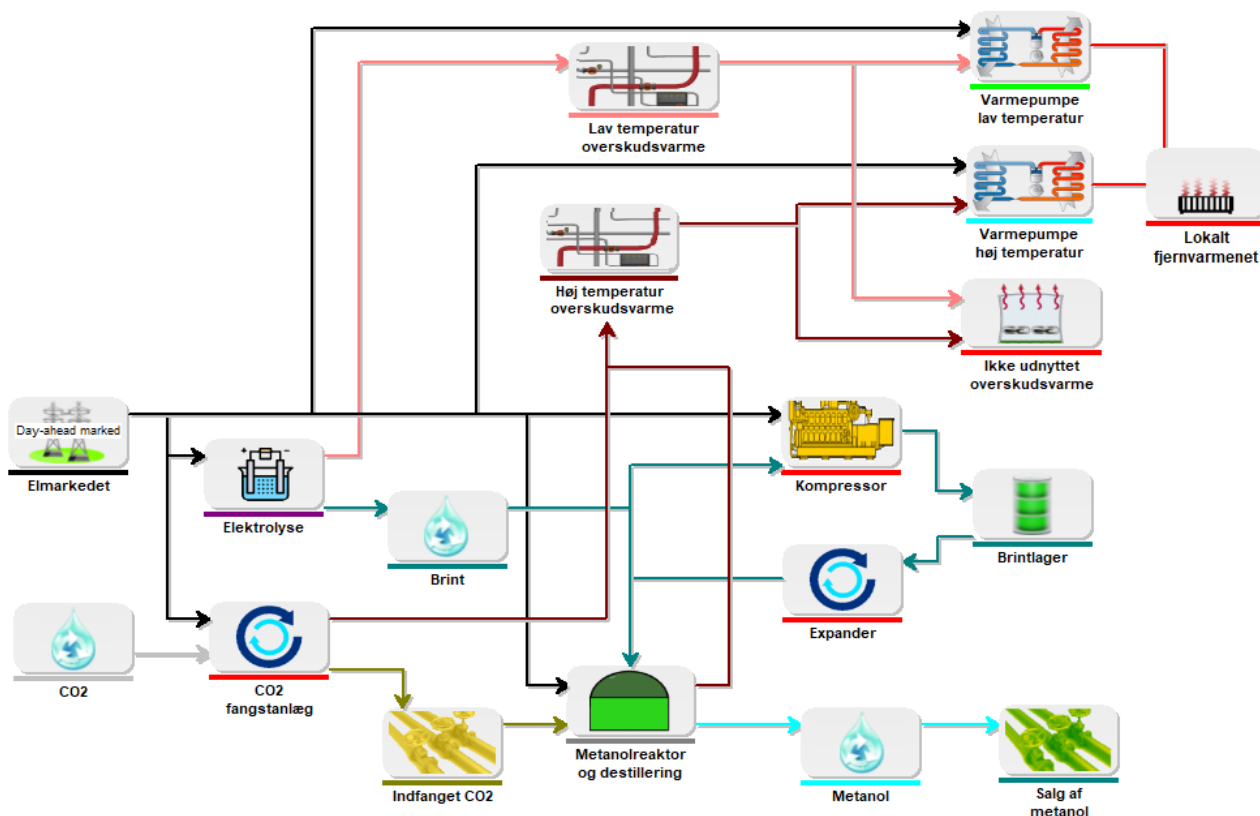
Der medtages kun udetider på Avedøreværket og Amagerværket og kun planlagte årlige udetider jf. indmeldinger til Nord Pool i 2021 [65]. Der medtages ikke eventuel kondensdrift af kraftvarmewærker, hvorved værkerne kun kan producere, hvis varmen kan afsættes til fjernvarmesystemet eller lagres.

4.2.3 Tekniske forudsætninger for PtX

Baseret på kapitel 2 laves en modellering i energyPRO af et PtX-anlæg, der producerer metanol. I energyPRO kobles CO₂-fangstanlægget direkte op på de enkelte teknologier, som leverer CO₂-punktkilden. Således laves modellen, så der i hver time holdes styr på mængden af tilgængeligt CO₂, og om der er nok til at holde metanolreaktoren i drift og ved hvilken last.

Den relative forskel i kapaciteter for de enkelte dele af PtX-anlægget holdes konstant imellem placeringerne, men den samlede kapacitet sættes ift. hvor meget CO₂, der forventes at kunne opsamles. Denne forventning baseres på de relevante teknologiers CO₂-udledning, hvor der ikke er et PtX-anlæg i fjernvarmesystemet, da udnyttelse af overskudsvarme herfra vil påvirke driften af fjernvarmesystemet. Det antages, at metanolreaktoren skal opnå 8.000 fuldlasttimer igennem et års drift, og at hver 1 Mt CO₂ fanget kan bruges til at producere 3,81 TWh metanol, samt at metanolreaktoren skal bruge 0,02 MWh el pr. produceret MWh metanol. Hertil skal der også bruges brint, som i modellen produceres via alkalisk elektrolyse med en virkningsgrad på 68% i 2030 og 71,5% i 2045 [25], og det antages, at for hver 1 Mt CO₂ skal der bruges 4,54 TWh brint. Elektrolyseanlægget forventes at skulle have en overkapacitet, så det kan være fleksibelt ift. variationer i elpriser. Derved sættes elektrolysen til 160% af den mindst mulige kapacitet, der skal til for at producere nok brint til at holde metanolreaktorens produktion på 8.000 fuldlasttimer igennem et år. Metanolreaktoren antages at kunne delaste ned til 15% og elektrolysen ned til 25%. Herudover for at sikre fleksibilitet i modellen medtages der korttidslagre for brint og opsamlet CO₂, svarende til 8 timers fuld produktion af brint og 24 timers gennemsnitlig forventet fangst af CO₂. For at lagre brint antages det, at der er brug for en kompressor, som forbruger 0,019 MWh el pr. MWh lagret brint. CO₂-fangstanlægget antages at have en virkningsgrad på 90%, så 10% af CO₂-udledningen ikke kan opsamles, og der antages at være et elforbrug på 0,745 MWh pr. ton opsamlet CO₂ [31]. Der medtages ikke muligheden for at bruge lokalt produceret højtemperaturvarme (130-150°C) til at reducere dette elforbrug.

En oversigt over modellen for PtX-anlægget inkl. CO₂-fangstanlægget i energyPRO kan ses i Figur 20.



Figur 20 – Oversigt over modelleringen af PtX i energyPRO. Der vises kun selve PtX-anlægget inkl. CO₂-fangstanlægget.

Der medtages kun overskudsvarme fra elektrolysen, CO₂-fangstanlægget og metanolreaktoren fra PtX-anlægget. CO₂-fangstanlægget og metanolreaktoren antages begge at levere overskudsvarme ved 60°C, og overskudsvarmen herfra grupperes i modellerne som højtemperaturoverskudsvarme. Overskudsvarmen fra elektrolysen antages at være 50°C og grupperes som lavtemperaturoverskudsvarme.

Mængdemæssigt antages det, at overskudsvarmemængden fra elektrolyseanlægget svarer til 16,6% af elforbruget hertil i 2030 og 12,5% i 2045 [25]. Fra metanolreaktoren forventes overskudsvarmemængden at svare til 20% af metanolproduktionen i både 2030 og 2045 [25]. Fra CO₂-fangstanlægget antages overskudsvarmemængden at være 0,72 MWh overskudsvarme pr. ton CO₂ indfanget i både 2030 og 2045 [31].

Det antages, at der skal bruges VPer til at booste temperaturen herfra. Disse antages at have en lorentz virkningsgrad på 40%, og deres coefficient of performance værdi (COP-værdi) varierer ift. temperaturniveauet igennem året i det fjernvarmesystem, hvori de integreres. Grundet grupperingen findes to forskellige COP-værdier igennem året for udnyttelse af overskudsvarmen fra PtX; én for højtemperaturoverskudsvarme og én for lavtemperaturoverskudsvarme. Der medtages ikke muligheden for at bruge returløbet til en evt. boosting af overskudsvarmen før denne ledes ind i VP'en, hvilke ville kunne forbedre COP-værdien i de tilfælde, hvor temperaturen i returløbet er højere end overskudsvarmen. I modellerne sættes VP kapaciteten for udnyttelse af overskudsvarmen fra PtX således, at modellen kan vælge at udnytte al overskudsvarmen i hver time, hvis den finder dette økonomisk fordelagtigt. I en investeringsbeslutning vil det dog være relevant at overveje, om investeringen i en VP kapacitet er rentabel ift. dens forventede driftstider. I resultaterne opsamles derfor den årlige drift af VPerne til udnyttelse af overskudsvarmen fra hhv. metanolreaktoren og CO₂-fangstanlægget, som forventes at være overskudsvarmekilderne med den højeste temperatur, og fra elektrolysen som forventes at have en lavere temperatur på overskudsvarmen. Opsamlingen laves i varighedskurver, hvor den højeste

værdi placeres ud for time 1, og næsthøjeste ud for time 2, osv., indtil alle årets timer er indtegnet på grafen. Således viser en varighedskurve ikke et års drift kronologisk.

4.3 Værksspecifikke forudsætninger frem mod 2030

Der er i projektperioden forsøgt at indsamle planer og data for alle fjernvarmeselskaber i Region Hovedstaden. Indsamlingen er sket via kontakt med fjernvarmeselskaberne, samt indsamling af dokumenter hvori planer er beskrevet. Grøn Energi suppleret af forfatterne fra Aalborg Universitet har stået for indsamlingen af planer for de enkelte værker. Der er medtaget alle nuværende planer, hvor konkrete kapaciteter enten er fastlagt eller konkrete kapaciteter diskuteres. Der medtages således også planer, som ikke er endeligt vedtaget, og det er derfor muligt, at de enkelte værker ender med at træffe andre investeringsbeslutninger, end er vist i dette.

I indsamlingen af dokumenter er der fundet flere planer, som omfatter flere fjernvarmesystemer, og disse er derfor relevante at præsentere først.

Vestforbrænding, CTR, HOFOR og VEKS har udarbejdet ”Fremtidens fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet 2050 (FFH50)”, som blev endeligt udgivet i marts 2022 [64]. I denne præsenteres forskellige mulige scenarier for en fremtidig fjernvarmeforsyning i Storkøbenhavns fjernvarmesystem, uden at der specifikt vælges et konkret scenarie. FFH50 beskrives nærmere i afsnit 4.3.1.

Vestforbrænding udgav i februar 2022 planen ”Vestforbrænding Varmeplan 2030 ver. 1” [66]. Planen beskriver, hvordan fjernvarmeudvidelser kan ske i kommunerne Ballerup, Herlev, Gladsaxe, Lyngby-Taarbæk, Furesø, Frederikssund og Egedal inkl. hvilken varmforsyning, der kan benyttes til at levere til disse udvidelser. Som en del af planen lægges der op til, at der laves en transmissionsledning fra Vestforbrænding til Frederikssund over Egedal og Smørum. Vestforbrænding er også en del af det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem, og derved modelleres denne og dens planlagte og nuværende transmissionsforbundne områder sammen med FFH50-området i én model, som er beskrevet i afsnit 4.3.1.

Norfors udgav i juli 2022 planen ”Norfors udrulning af fjernvarme for Allerød Fjernvarme, Fredensborg Fjernvarme, Holte Fjernvarme, Nivå Fjernvarme og Norfors Fjernvarme” (Norfors planer) [67]. Planen omfatter de i titlen nævnte kommuner. Planen omfatter en mulig betydelig udvidelse af det eksisterende fjernvarmebrug fra omkring 441 GWh/år til over 1.100 GWh/år, og inkluderer overvejelser om mulige teknologier til produktion af fjernvarme. Planen diskuterer ikke eventuelle detaljer om netbegrænsninger mellem forskellige dele af de eksisterende og kommende fjernvarmeområder i Norfors forsyningsområde. Den eneste undtagelse er byen Fredensborg, som her antages at være et nyt selvstændigt fjernvarmesystem.

I Tabel 11 vises en oversigt over de indsamlede planer for produktions- og lagerteknologier for de enkelte fjernvarmeforsyninger. Det står også noteret, om værkerne er omfattet af FFH50, Vestforbrænding Varmeplan 2030 og Norfors planer, ud over eventuelle andre egne planer. Som udgangspunkt kommer indsamlede planer fra direkte kontakt med forsyningerne, men i tilfælde hvor et eller flere dokumenter er kilden, er dette vist ved en kildehenvisning. Det er ikke alle værker, som har haft mulighed for at deltage i dataindsamlingen, og nogle havde ved dataindsamlingen ingen konkrete planer for nye produktions- og lagerteknologier.

Tabel 11 – Indsamlede planer for produktions- og lagerteknologier fra fjernvarmeselskaber. VP: Varmepumpe.

Planer	
AK Fjernvarme	Norfors planer
Albertslund forsyning	FFH50
Avedøre Fjernvarme	FFH50
Brøndby Fjernvarme	FFH50

CTR	FFH50
Egedal Fjernvarme	VP på spildevand (1,5 MW-th, COP: 3,4). 7,5 MW-th biomassekedel. 2400 m ³ ekstra varmelager. [68–70] Vestforbrænding Varmeplan 2030
Farum Fjernvarme	
Fjernvarmecentralen Avedøre Holme	FFH50
Fors (Roskilde)	FFH50
Forsyning Helsingør	30 MW elkedel. Nye grundlastanlæg på 10 MW i 2026 og yderligere ca. 10 MW omkring 2030. Formentlig i form af VP'er.
Frederiksberg Forsyning	VP i byens nye blødgøringsvandværk (6,5 MW-th). FFH50
Frederikssund fjernvarme (E.ON)	VP'er overskudsvarme (17,5 MW-th. Gns. COP: 3,5). VP luft-til-vand (2,4 MW-th. COP: 3,4). 5 MW elkedel. Vestforbrænding Varmeplan 2030
Gentofte Gladsaxe Fjernvarme	FFH50
Gilleleje Fjernvarme	Oliekedler udfases. 10 MW elkedel. [71]
Glostrup Varme	FFH50
Græsted Fjernvarme	
Halsnæs Forsyning	30 MW elkedel. VP (20 MW-th). [72,73]
Helsingør Fjernvarme	10 MW elkedel
Hillerød Forsyning	Lukning af gasdrevne kraftvarmeværk på Hestehavevej 1. VP overskudsvarme (8 MW-th. COP: 3). ATES (3,5 MW-th. COP: 3). 50 MW elkedel
HOFOR	200 MW elkedler med tilhørende 1 GWh varmelager samt 30 MW VP på H.C. Ørsted Værket. FFH50
Hornbæk Fjernvarme	
Hundested Varmeværk	Udfasning af 8 MW gaskedler. VP (6 MW-th. COP: 3,3). [74]
Hvidovre Fjernvarmeselskab	FFH50
Høje Taastrup Fjernvarme	FFH50
Ishøj Varmeværk	10 MW elkedel (pt i bero). FFH50
Jægerspris Kraftvarme	13 MW elkedel. VP luft-til-vand (7 MW-th. COP: 3,2). 3.000 m ³ ekstra varmelager. [75]
Norfors (inkl. Holte Fjernvarme)	Norfors planer
Rødovre Kommunale Fjernvarmeforsyning	FFH50
Skuldelev Energiselskab	2 MW elkedel
Slagslunde Fjernvarme	1,25 MW elkedel. [76]
Smørum Kraftvarme	Vestforbrænding Varmeplan 2030.
Tårnby Forsyning	FFH50
Vallensbæk Fjernvarme Nord	FFH50
Vallensbæk Fjernvarme Syd	FFH50
Vejby-Tisvilde Fjernvarme	
VEKS	Hvidovre hospital: 50MW elkedel Hovedcentralen i Roskilde: 30MW elkedel Albertslund: ca. 50 MW elkedel Brøndby strand: ca. 20 MW elkedel

	Mulig ny lokation: 100MW elkedel FFH50
Vestforbrænding	Vestforbrænding Varmeplan 2030
Værløse Varmeværk	Forstadie for 2-3 MW VP projekt

Der er også arbejdet med at indsamle temperaturniveauer fra de enkelte fjernvarmeselskaber via direkte kontakt med selskabet, som kan ses i Tabel 12. Der har dog ikke været mulighed for at få input fra alle værker. I de tilfælde, hvor der ikke er kommet input fra værkerne selv, er data fra "temperatur an net" fra seneste Dansk Fjernvarmes årsstatistik fra 2020. Temperaturniveauerne skal ses som cirka gennemsnit for en periode af året, hhv. sommer (maj – september) og vinter (oktober – april). Temperaturniveauerne bruges ikke for alle fjernvarmeforsyninger, men bruges i modeller, hvor der udnyttes overskudsvarme fra PtX, samt hvis der er teknologier, hvor temperaturniveauerne kan være relevante for driften af eksisterende teknologier, som f.eks. solvarme hvor produktioner ikke findes på Solvarmedata.dk.

Tabel 12 - Indsamlede nuværende gennemsnitlige temperaturniveauer for alle fjernvarmeselskaber

	Sommer – fremløb [°C]	Sommer – retur [°C]	Vinter – fremløb [°C]	Vinter – retur [°C]	Noter
AK Fjernvarme	75	50	85	45	
Albertslund forsyning	82	51	87	48	
Avedøre Fjernvarme	84	54	96	47	
Brøndby Fjernvarme	69,8	46,3	71,8	47	
CTR	104	48	113	48	
Egedal Fjernvarme	62	62	70	70	
Farum Fjernvarme	78	57	85	45	
Fjernvarmecentralen Avedøre Holme	165	95	165	68	
Fors (Roskilde)	72,9	49,6	78,3	49,2	
Forsyning Helsingør	72	45	80	48	
Frederiksberg Forsyning	73,8	50,2	78,2	49,2	
Frederikssund fjernvarme (E.ON)	65	35	75	40	
Gentofte Gladsaxe Fjernvarme					
Gentofte Fjernvarme	74	49	98	48	
Gladsaxe Fjernvarme	72	53	80	48	
Gilleleje Fjernvarme	70	43	79	40	
Glostrup Varme	80	50	90	55	
Græsted Fjernvarme	77	42	77	38	
Halsnæs Forsyning	68	52	82	45	
Helsingør Fjernvarme	70	45	80	40	
Hillerød Forsyning	67	52	70	48	
HOFOR	70	51	91	50	Målsætning om fremløbstemperatur på 65 – 70°C og retur på 35 - 40°C året rundt. Af tekniske årsager ikke foreløbigt, nok tidshorisont på 10 år.

Hornbæk Fjernvarme	62	48	85	45	
Hundested Varmeværk	65	50	78	42	
Hvidovre Fjernvarmeselskab	80	45	85	45	
Høje Taastrup Fjernvarme	72,6	47,1	81,1	44,4	
Ishøj Varmeværk	81	81	89	89	
Jægerspris Kraftvarme	67	44	77	38	
Norfors (inkl. Holte Fjernvarme)					
Humlebæk	80	49	85	47	
Nivå - Z1	80	52	84	50	
Nivå - Z2	60	48	71	36	
Nivå - Z3	40	32	45	32	
Hørsholm	100	60	100	50	
Holte	80	47	85	50	
Nærum	75	55	85	46	
Allerød-E1	76	52	80	44	
Allerød E2	56	52	65	51	
Allerød-L	76	66	78	56	
Asminderød	43	40	50	34	
Holte	75	45	85	45	
Rødovre Kommunale Fjernvarmeforsyning	73,3	51,2	73,9	42,2	
Skuldelev Energiselskab					
Slagslunde Fjernvarme	65	45	73	41	
Smørum Kraftvarme	70	47	80	44	
Tårnby Forsyning	80	52	98	56	
Vallensbæk Fjernvarme Nord	70	40	85	40	
Vallensbæk Fjernvarme Syd	73	46	85	44	
Vejby-Tisvilde Fjernvarme	70	40	85	40	
VEKS	95	60	105	60	Mål om at komme ned på 90°C i transmission midt i 2030.
Vestforbrænding	115	55	130	66	Svært at sænke temperaturen da kunder har bygninger med et-strengsanlæg
Værløse Varmeværk	68	47	70	42	

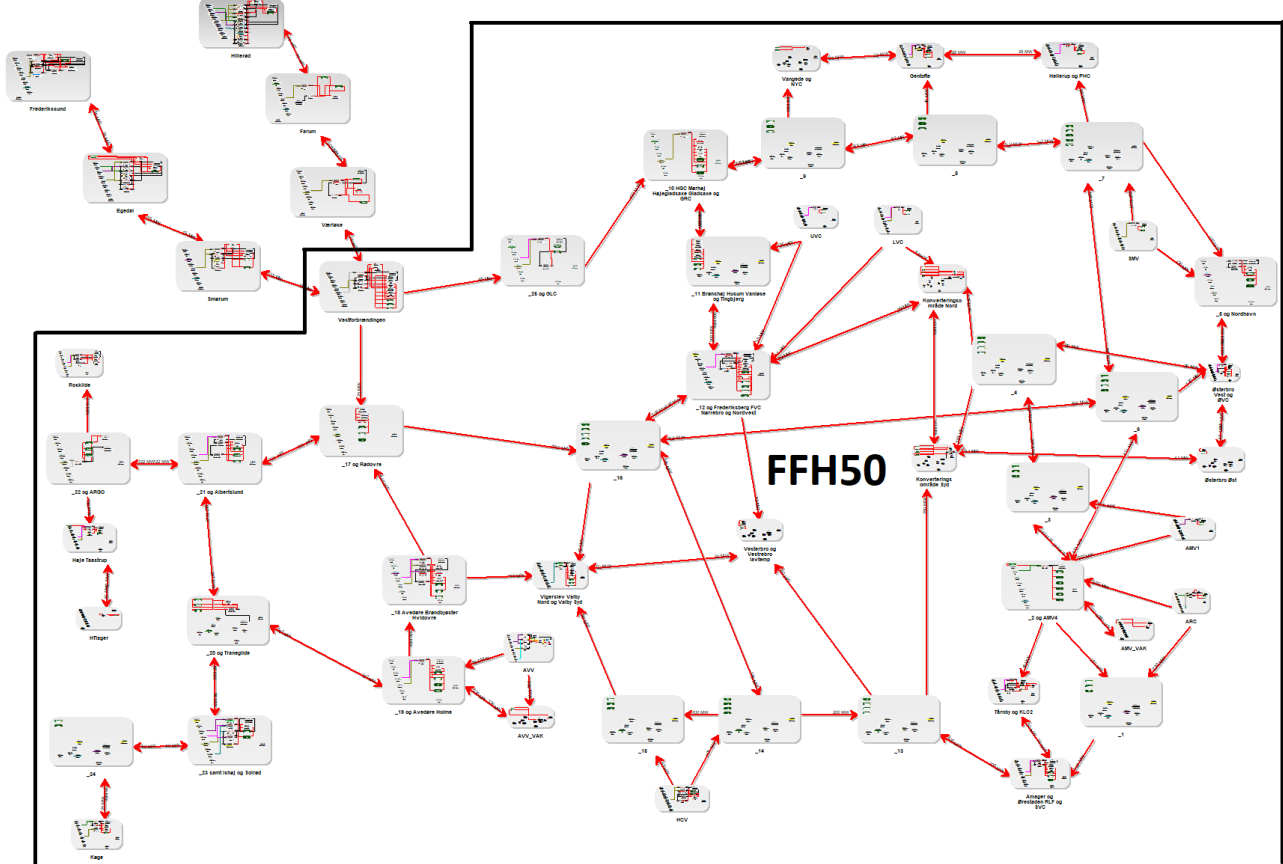
Jf. Energiproducenttællingen er fjernvarmeforsyningerne i Nordøstsjælland koblet sammen. Det drejer sig om Hornbæk Fjernvarme, Forsyning Helsingør, Norfors og AK Fjernvarme (Allerød Kommune). Disse forsyninger modelleres således i én samlet model. Hornbæk Fjernvarme modtager sin fjernvarme fra Forsyning Helsingør og har kun spids- og reservelastkedler selv. Forsyning Helsingør og Norfors antages at have en transmissionsledning på 14 MW mellem sig og kan udveksle fjernvarme via denne. AK Fjernvarme antages at kunne modtage op til 16 MW fra Norfors via transmission fra Norfors.

4.3.1 Storkøbenhavn+ modellen

Området præsenteret i FFH50 (Storkøbenhavns Fjernvarme) simuleres i en samlet model. I modellen medtages også den eksisterende forbindelse fra Vestforbrænding til Hillerød-Farum-Værløse, samt de fjernvarmesystemer som er omfattet af de transmissionsplaner, som Vestforbrænding har præsenteret i

”Vestforbrænding Varmeplan 2030 ver. 1”. Ingen af disse forbindelser fra Vestforbrænding er medtaget i FFH50 arbejdet, men medtages her. Således modelleres alle disse værker i én samlet energyPRO model, hvor det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem kobles til det eksisterende Hillerød-Farum-Værløse fjernvarmenet via en forbindelse fra Vestforbrænding til Værløse, og Egedal, Smørum og Frederikssund kobles sammen til Vestforbrænding via en ny transmissionsledning. Modellen kaldes Storkøbenhavn+.

En oversigt over modellen kan ses i Figur 21, hvor området, der er dækket af FFH50, er vist med en sort indramning. Vestforbrænding-området er her modelleret som ét samlet område og er koblet sammen med Smørum-Egedal-Frederikssund mod vest og Hillerød-Farum-Værløse mod nord. Opdelingen af FFH50-området og tilhørende begrænsninger i FFH50 fjernvarmesystemet er baseret på nettegningen fra FFH50. For 2030 bruges nettegningen med Referencetemperaturer og for 2045 bruges tegningen for Lavtemperatur.



Figur 21 – Oversigt over Storkøbenhavn+ energyPRO model med 2030 kapaciteter, hvor FFH50 området er vist med en sort indramning.

FFH50 dækker over det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem, der inkluderer Vestforbrænding. Som beskrevet har Vestforbrænding dog lavet sin egen varmeplan, som her antages at være gældende for Vestforbrændings område. [64]

I FFH50 er der præsenteret seks forskellige scenarier afhængig af det udviklingsspor, der følges i systemet, hvor der er lavet analyser for 2030 og 2050. I dette bruges scenarierne for 2050 som udgangspunkt for 2045. I FFH50 er der lavet scenarier, som spænder over forskellige niveauer af forbrug af biomasse og elektrificering af fjernvarmen. Yderscenerierne går fra meget afbrænding af biomasse og affald til kraftvarme og kedler (scenarie 1), til et scenarie hvor alt overgår til rent elbaserede teknologier, nemlig VPer, geotermi og elkedler

(scenarie 6). De resterende scenarier (2-5) viser forskellige mellemversioner af disse to yderpunkter. Til dette vælges at arbejde med to scenarier, nemlig scenarierne 2 og 5, som viser hhv. et system med meget afbrænding af biomasse (scenarie 2), og derved CO₂-punktkilder til brug for PtX-anlæggene, og et scenarie hvor biomasseenhederne løbende udfases og erstattes af elforbrugende enheder (scenarie 5), hvorved der i 2045 kun er affaldsforbrændinger tilbage som relevante CO₂-punktkilder, og resten af fjernvarmen produceres i stedet via VPer, geotermi, elkedler og spidslastskedler. Selvom scenarierne for FFH50-området bygger på disse scenarier, så laves der her dog justeringer af disse. Udover de justeringer, som beskrives i dette afsnit, så varierer scenarierne i deres generelle forudsætninger, som beskrevet i afsnit 4.2, hvorved der f.eks. bruges andre elmarkedspriser i dette. Ligeledes er der i Tabel 11 indmeldt planer for en højere kapacitet for enkelte teknologier end i FFH50. Hvor det er tilfældet, bruges denne højere kapacitet i Tabel 11. Dette gør sig gældende for elkedler, hvor der i FFH50 forventes omkring 430-500 MW i 2030. Med eksisterende elkedler samt Vestforbrændings planer og de planer, der er indsamlet i Tabel 11, så kan der forventes en kapacitet på 760 MW (560 MW uden Vestforbrænding), hvorved 760 MW elkedel kapacitet indsættes i FFH50-området i modellen. Herudover vælges det i scenarie 5 at bibeholde den eksisterende gasfyrede kraftvarmekapacitet, da det baseret på "IDAs Klimsvar 2045" [46] forventes, at der vil være behov for fleksibel elkapacitet fremadrettet i energisystemet.

Den publicerede dokumentation af FFH50-scenarierne viser samlede kapaciteter for de forskellige teknologier, men går ikke i detaljer om placeringer af disse, herunder hvilke specifikke værker der forventes at lukke i de enkelte scenarier. Dette betyder, at indførslen af teknologier i de enkelte forsyningsområder vist i Figur 21 ikke kommer direkte fra FFH50, men bygger på en vurdering af forfatterne baseret på data fra FFH50. Til brug for en estimering af placeringen af teknologierne bruges potentialevurderingen for VPer og geotermi i delanalyser til FFH50, samt forudsætningerne for FFH50 [64]. Ved placeringer vælges det også at vægte, at der sikres en geografisk distribution af teknologierne, for at reducere eventuelle udfordringer ved begrænsninger i fjernvarmenettet. I 2030 placeres VPer i distributionsniveauet, hvor de først placeres i de områder, der i FFH50 har størst potentiale, indtil den samlede kapacitet for scenariet opnås. I 2045, hvor der i begge scenarier introduceres mere VP-kapacitet, indsættes centrale havvands-VPer fordelt i den østlige del af fjernvarmesystemet. I scenarie 2 i 2030 antages alle eksisterende biomassefyrede enheder forsat at være i drift. I scenarie 5 i 2030 og scenarie 2 i 2045 ses en reduktion af biomassefyrede kraftvarme og kedler ned til ca. 750 MW, uden at det angives hvilke værker eller kraftvarmeværksblokke, der lukkes. I dette antages det, at der sker en relativ geografisk jævn nedlukning af anlæg, hvorved der bibeholdes kapacitet ved både Amagerværket og Avedøreværket i stedet for at lukke ét af disse værker helt. Dette til trods for, at den forventede levetid er længere på Amagerværket end Avedøreværket [64]. Således bibeholdes blok 1 ved Avedøreværket og blok 4 ved Amagerværket i disse to scenarier.

For nye VPer (ikke geotermi), der ikke installeres med det formål at udnytte overskudsvarme fra PtX, antages én fælles årlig variation af deres COP-værdi. Dette er en simplifikation, da der vil være forskellige VPer, som baseres på forskellige lavtemperaturkilder. Disse kilder er hovedsageligt havvand, luft, overskudsvarme og spildevand. Men da fokus i denne analyse ikke er at vurdere hvor og hvor mange VPer, der bør installeres i Storkøbenhavns fjernvarmesystem, anvendes havvandstemperaturen, jf. FFH50 [64] som en simpel basis for en årlig variation af COP-værdien på timeniveau. Baseret på denne findes en COP-værdi i hver time ud fra en antagelse om, at den årlige gennemsnitlige COP er ca. 3 i 2030. Dette niveau flugter med den årlige gennemsnitlige COP, som simuleringerne i FFH50 finder for 2030, hvor VPer med havvand og luft har en COP på ca. 2,9 og VPer baseret på overskudsvarme har en COP på ca. 3,5. Metoden gør, at COP for disse VPer varierer fra ca. 2,74 i januar/februar til 3,65 i sensommeren. For 2045 antages en forbedring af VPernes COP, så den i 2045 øges til et årligt gennemsnit på 3,5, som opnås ved en variation på COP igennem året på 3,28-4,21. Disse COP-værdier bruges også for VPer i Vestforbrændings område, på trods af at der i "Vestforbrænding

Varmeplan 2030 ver. 1" forudsættes en COP på 3,5 for VPer. Dette gøres for at sikre ens forudsætninger for hele det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem.

For geotermi bruges en COP-værdi på 4,09 i 2030 og 4,89 i 2045, jf. FFH50 [64], til at reflektere alle elforbrug forbundet med udnyttelse af geotermi. Det antages simpelt, at geotermien vil kunne drives ved disse COP-værdier igennem hele året.

I FFH50 antages temperaturniveauet i transmissionsnettet at være 110°C i fremløbet og 52,5°C i returløbet i 2030, samt 90°C i fremløbet og 45°C i returløbet i 2050. I dette bruges temperaturniveauerne indsamlet fra værkerne til 2030-scenarierne, og for 2045-scenarierne bruges temperaturniveauerne for transmissionsnettet for FFH50-områderne. For scenarier, hvor der placeres PtX-anlæg ved Vestforbrænding, antages det, at overskudsvarmen kun skal boostes til fremløbstemperaturen brugt i FFH50, på trods af de højere indsamlede temperaturniveauer i dette område.

I FFH50 forventes reserve- og spidslasts-kedler at overgå til biooliekedler frem mod 2030 og til gaskedler frem mod 2050. Da disse kedler kun har en rolle i spidslastsituationer i simuleringerne, og de ikke anses som relevante for evt. opsamling af CO₂, så har ændring af brændslet til disse principielt ingen påvirkning på resultaterne i denne analyse. Derfor vælges det simpelt at bibeholde eksisterende olie- og gasfyrede reserve- og spidslasts-kedler i 2030, og de eksisterende reserve- og spidslasts-kedler overgår til rene gaskedler i 2045. Således sikres det, at der er tilstrækkelig kapacitet til spidslast. Elkedler, som også bruges til reserve- og spidslast fra planerne i dataindsamlingen vist i Tabel 11 og FFH50, tilføjes dog scenarierne oveni den eksisterende brændselsbaserede spidslastkapacitet.

4.4 Resultater af 2030 PtX-simuleringer

Der er fundet syv potentielle placeringer af PtX-anlæg i Region Hovedstaden. Tabel 13 viser indsat elektrolysekapacitet for hver placering, baseret på de forventede CO₂-mængder fra de relevante CO₂-punktkilder.

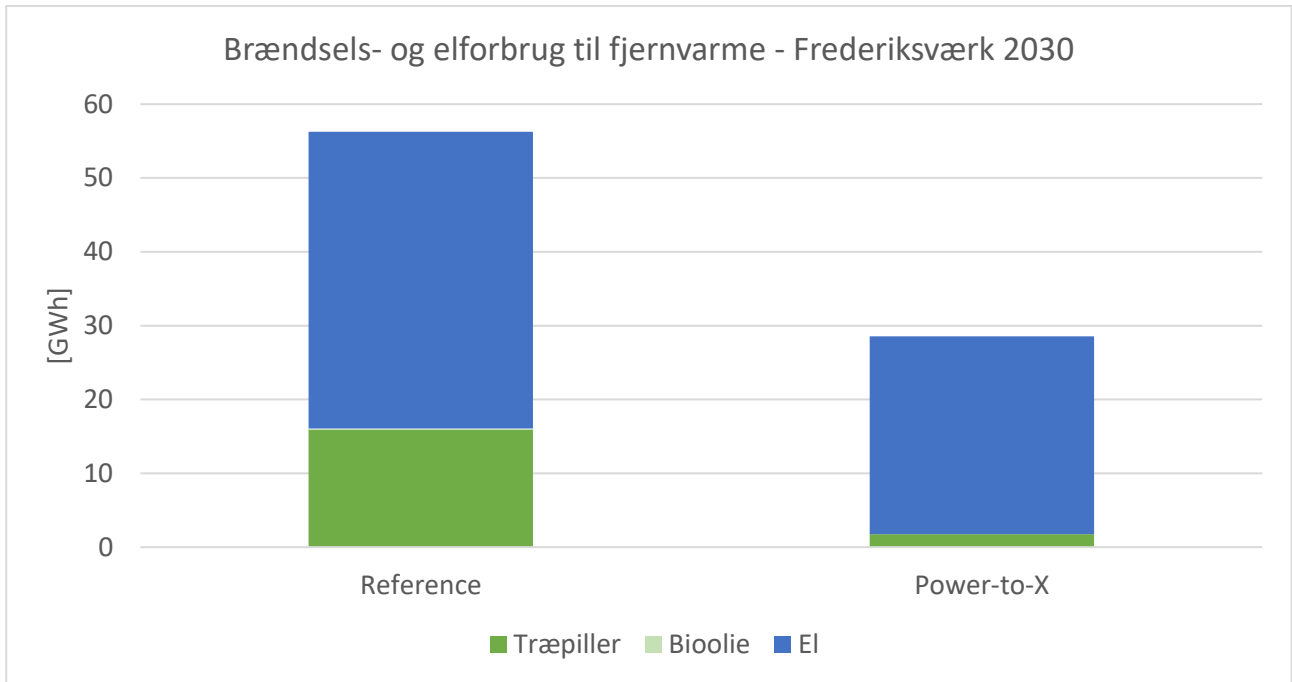
Tabel 13 – Elektrolysekapacitet indsat ved hver placering i 2030

[MW _e]	Bio scenarie	El+affald scenarie
Frederiksværk	82	82
Helsingør	217	217
Norfors	169	169
Amager	2.605	2.145
Avedøre	3.109	1.414
Hillerød	137	133
Vestforbrænding	495	495

Disse syv placeringer er modelleret fordelt på tre forskellige energyPRO modeller, hhv. en ved Frederiksværk (Halsnæs Forsyning), to i Nordøstsjælland og fire i Storkøbenhavn+. Resultaterne præsenteres opdelt i de tre modeller. De tre modeller er beskrevet nærmere i afsnit 4.3.

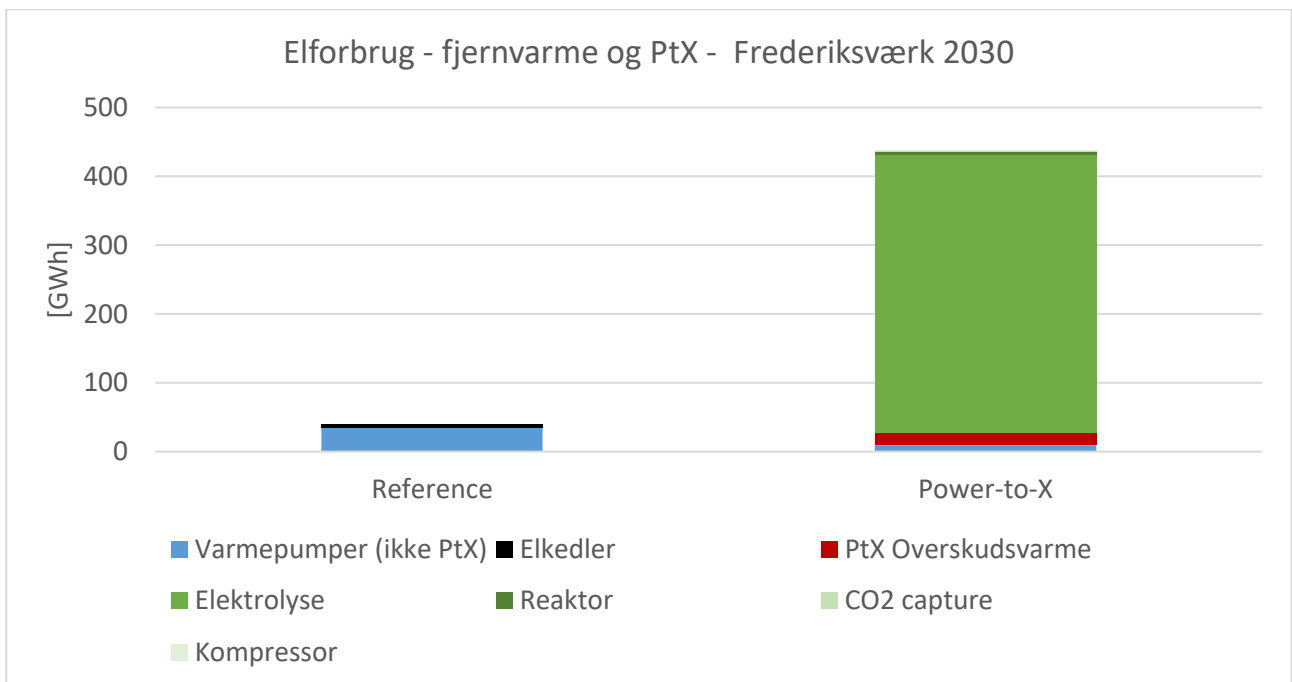
4.4.1 PtX-placering ved Frederiksværk

Figur 22 viser det samlede brændsels- og elforbrug til fjernvarme i modellen for placeringen ved Frederiksværk i 2030, hvor den lokale fjernvarmeforsyning er Halsnæs Forsyning. Der medtages derved ikke forbrug til PtX ud over elforbruget til at kunne udnytte overskudsvarmen herfra. Brændsels- og elforbruget vises for en reference uden PtX samt en med PtX. Det ses, at udnyttelse af overskudsvarme fra PtX reducerer forbruget af både træpiller og el til fjernvarme. Der produceres 240 GWh/år metanol på PtX-anlægget ved Frederiksværk.



Figur 22 – Brændsels- og elforbrug til fjernvarme i scenarierne for placeringen ved Frederiksværk i 2030. Brændselsforbrug til PtX er ikke medtaget.

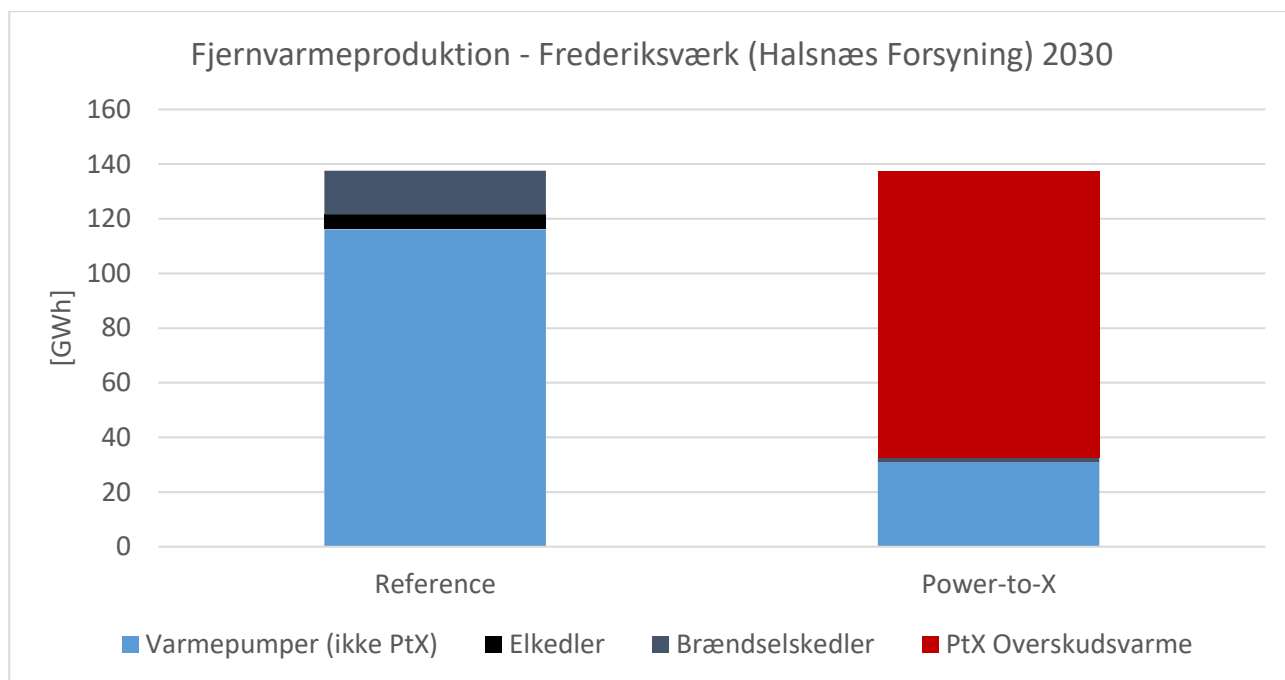
Elforbruget til både PtX-anlægget og produktion af fjernvarme vises i Figur 23, hvor det ses, at elektrolysen udgør langt det største elforbrug.



Figur 23 - Samlet elforbrug ved Frederiksværk i 2030. Elforbruget dækker både over fjernvarmeenheder og PtX

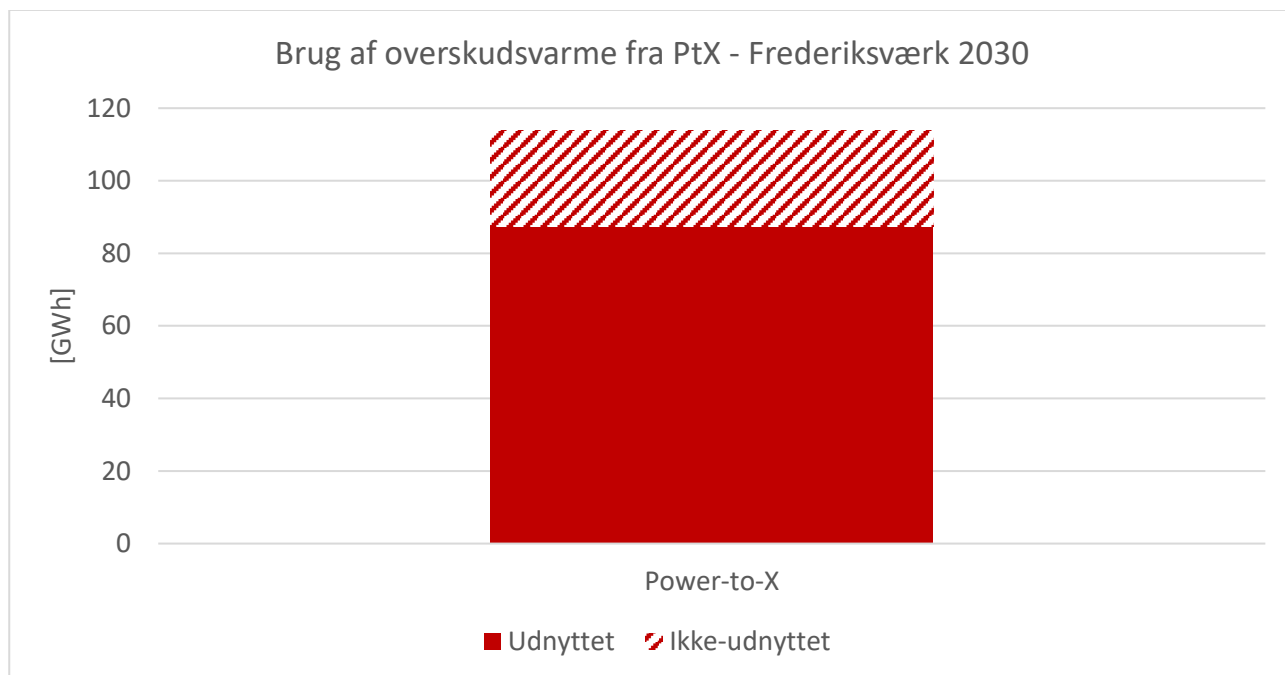
Den samlede fjernvarmeproduktion ved Halsnæs Forsyning for 2030 kan ses i Figur 24. Her ses det, at VPer forventes at være den teknologi, som producerer mest fjernvarme i systemet. Dermed er VPer også den teknologi, som primært erstattes af overskudsvarmen fra PtX, som også udnyttes via VPer, men med bedre COP-

værdier. Dog resulterer brugen af overskudsvarmen fra PtX også i reduceret brug af brændselskedler og elkedler. Potentialet for overskudsvarme fra PtX-anlægget er relativt stort ift. det lokale fjernvarmebehov inkl. nettab, hvorved 76% af fjernvarmeproduktionen kommer fra overskudsvarmen fra PtX-anlægget.



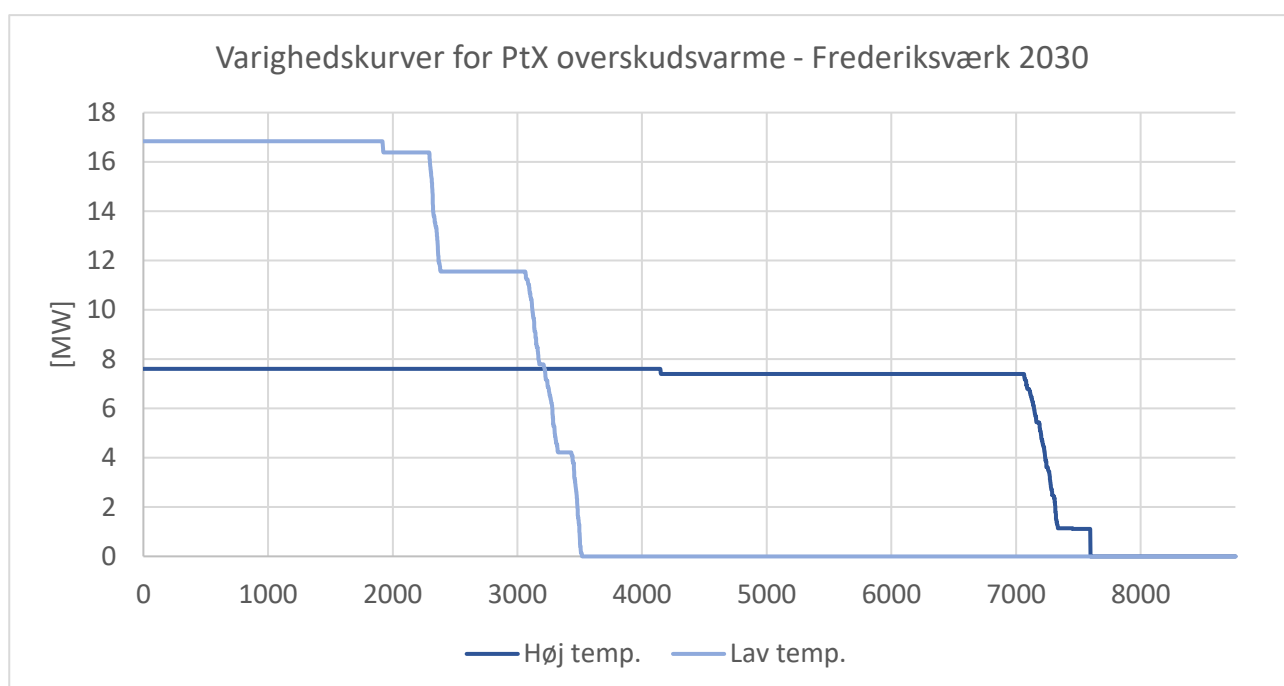
Figur 24 - Samlet fjernvarmeproduktion ved Frederiksværk i 2030.

I Figur 25 ses det, at der kommer mere overskudsvarme fra PtX-anlægget, end der kan udnyttes til fjernvarmen. Således er der 23% af overskudsvarmen, som ikke bliver udnyttet, da den ikke kan anvendes i fjernvarmesystemet.



Figur 25 - Overskudsvarme fra PtX-anlæg afhængig af placering ved Frederiksværk i 2030. Opdelt i udnyttet til fjernvarme og ikke udnyttet til fjernvarme

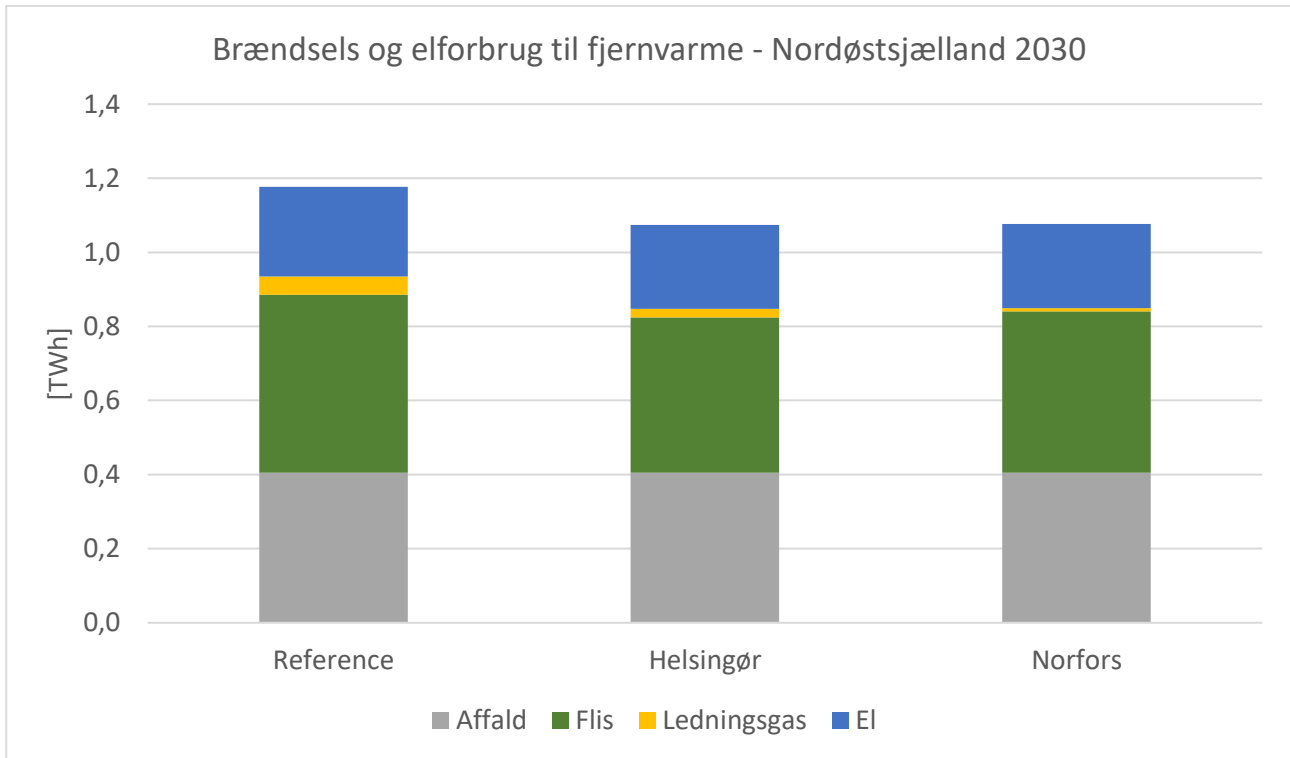
Varighedskurverne for udnyttelse af overskudsvarmen fra PtX vises for placeringen ved Frederiksværk i Figur 26. Her ses det, at metanolreaktoren og CO₂-fangstanlæggene drives ved fuld last det meste af årets timer, hvorved der er ca. 7.000 timer om året, hvor VP hertil drives ved fuld last. Dette hænger sammen med, at størstedelen af den CO₂, der bruges på anlægget, opsamles fra en lokal industri, og da dennes driftsmønster ikke kendes, antages det, at denne CO₂-punktkilde er til stede jævnt over alle årets timer. Herved er det muligt at drive PtX-anlægget jævnt hen over året. Det ses også, at VPen til udnyttelse af overskudsvarmen fra elektrolysen har en højere kapacitet, hvilket skyldes de større mængder af overskudsvarme, når denne er i drift. Men grundet denne overskudsvarmekildes lavere temperatur, vælges den i modellen først efter overskudsvarmen fra reaktoren og CO₂-fangstanlægget, da disse kilder har en højere temperatur og derved en bedre COP-værdi for udnyttelse. Herudover er elektrolysen også mere fluktuerende i dens drift igennem året. Disse to forhold gør, at VPen, som udnytter overskudsvarme fra elektrolyse, kun drives ved fuld kapacitet i omkring 2.000 timer om året, og ikke er i drift i over 5.000 timer om året.



Figur 26 – Varighedskurver for udnyttelse af overskudsvarme afhængig af placering ved Frederiksværk i 2030. Opdelt i høj temperatur (metanol reaktor og CO₂-fangstanlæg) og lav temperatur (elektrolyse).

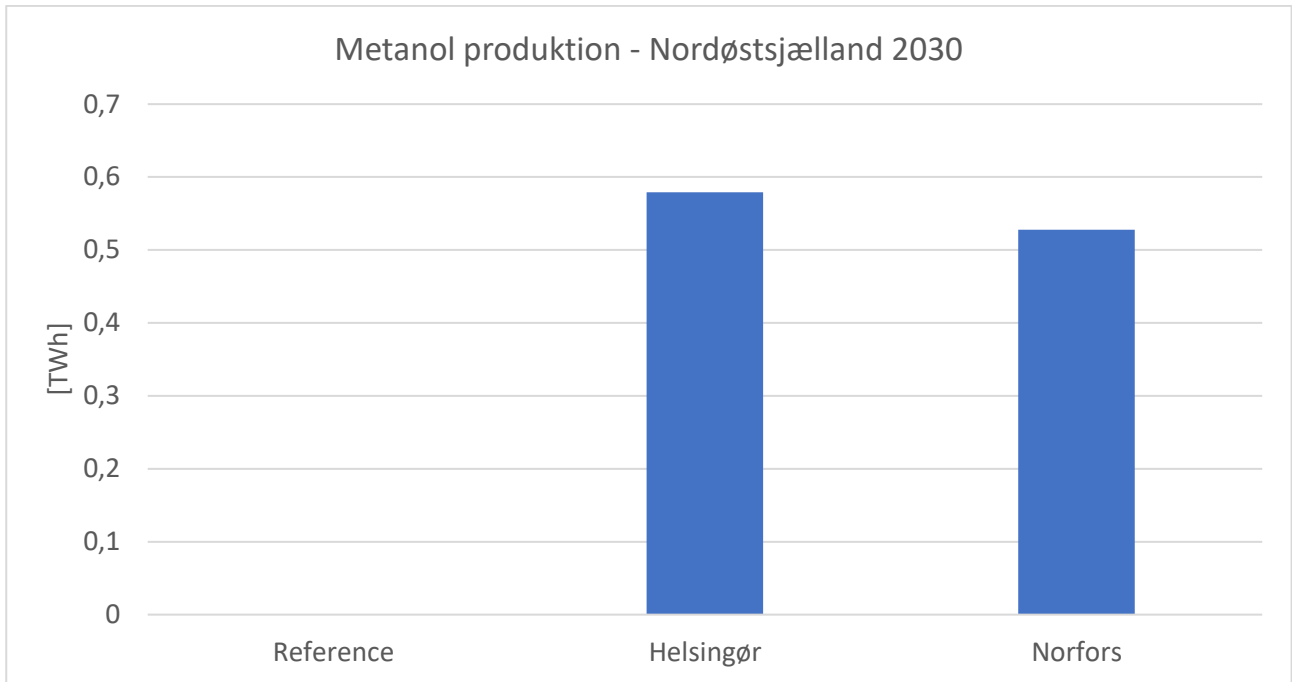
4.4.2 PtX-placering i Nordøstsjælland model

Det samlede brændsels- og elforbrug til fjernvarme i Nordøstsjællands-modellen for 2030 kan ses i Figur 27. Der medtages derved ikke forbrug til PtX ud over elforbruget til udnyttelse af overskudsvarmen. Brændsels- og elforbruget vises for en reference uden PtX samt for PtX placeret ved hhv. Helsingør og Norfors (Usserød-værket). Det ses, at udnyttelse af overskudsvarme fra PtX reducerer forbruget af flis, ledningsgas og el. Affaldsforbruget reduceres ikke, da det forventes, at der kun afbrændes affald, som skal håndteres ved afbrænding. Den samlede reduktion i brændsels- og elforbrug er forholdsvis ens ved de to placeringer. Placeringen i Helsingør har en større reduktion i forbruget af flis, og placeringen i Norfors har en større reduktion i forbrug af ledningsgas.



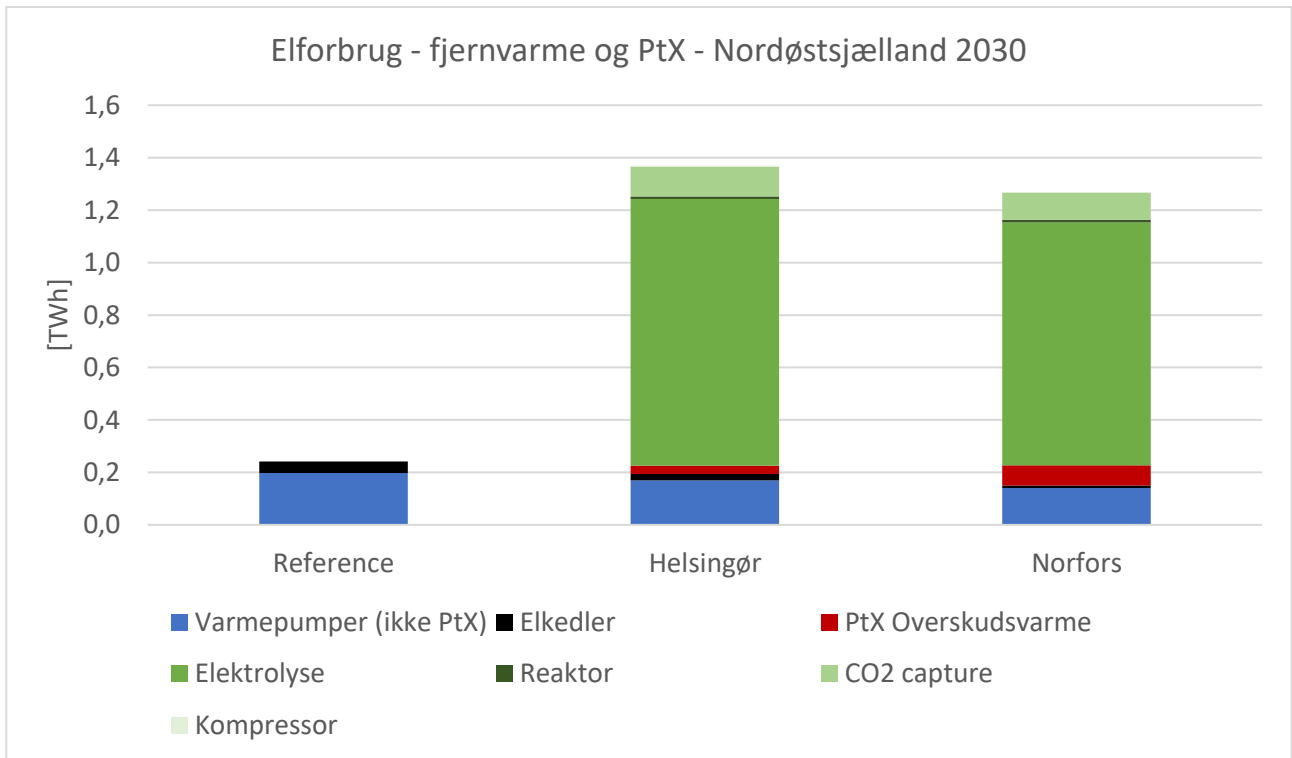
Figur 27 – Brændsels- og elforbrug til fjernvarme i scenarierne for Nordøstsjælland i 2030. Brændselsforbrug til PtX er ikke medtaget.

I forhold til den samlede produktion af metanol fra hvert anlæg, kan det ses af Figur 28, at der er en lignende årlig produktion ved de to placeringer, hvor der er 0,05 TWh/år mere produktion af metanol ved Helsingør-placeringen. Placeringen ved Helsingør har en større mængde tilgængelig biogen CO₂ fra flisafbrænding, som uden PtX er ca. 0,19 kt CO₂, men da overskudsvarmen fra PtX udkonkurrerer varmeproduktion med flis i nogle timer, så falder CO₂-udledningen fra flisafbrænding til ca. 0,17 kt CO₂, altså et fald på ca. 13%. Dette gør også, at PtX-anlægget ved Helsingør kan reduceres ift. den indsatte kapacitet, da kapaciteten er sat ift. CO₂-udledningen i Referencen. For Norfors reduceres CO₂-udledningen ikke ift. Referencen, da placeringen her er baseret på affaldsforbrændingen i Usseødværket.



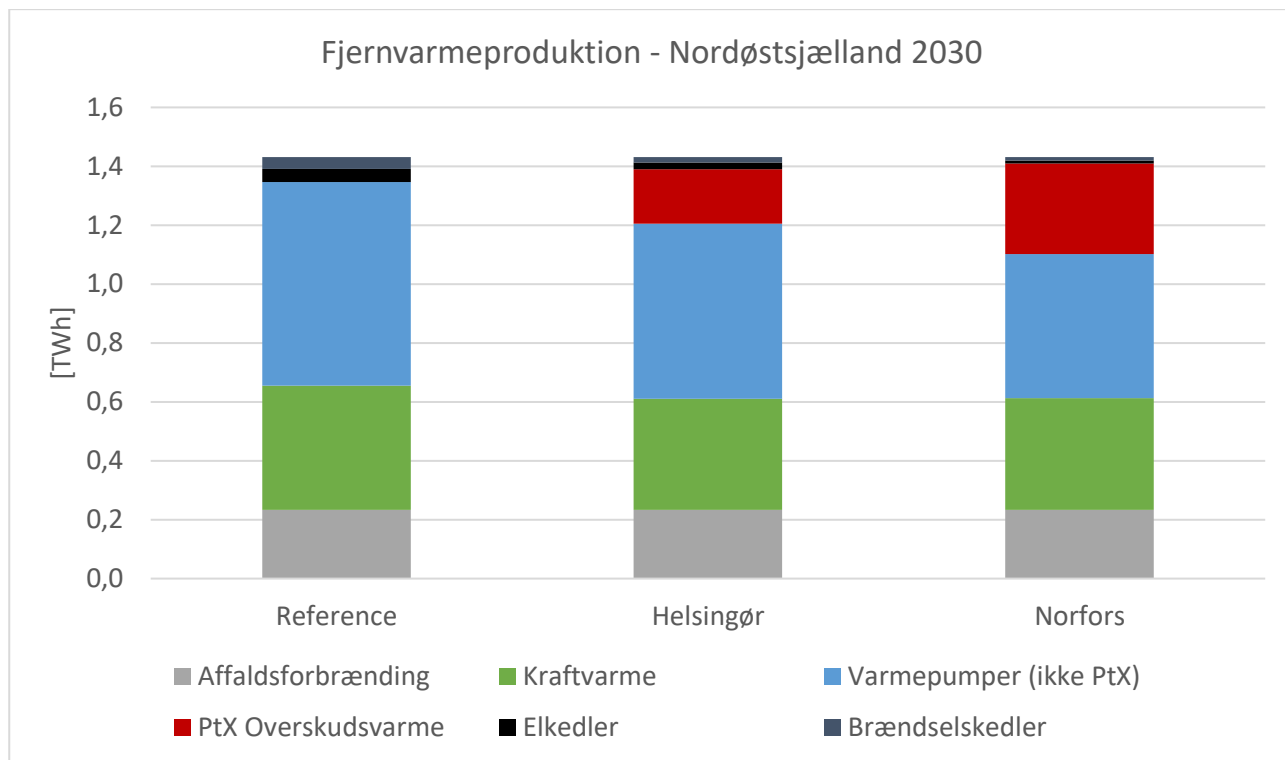
Figur 28 - Årlig metanolproduktion fra PtX-anlæg afhængig af placering i Nordøstsjælland 2030 modeller.

Elforbruget til både PtX og fjernvarme for hver placering vises i Figur 29, hvor det ses, at elektrolysen udgør langt det største elforbrug. Det ses også, at der er et større elforbrug til udnyttelse af overskudsvarme fra PtX ved placeringen ved Norfors ift. placeringen ved Helsingør, grundet en fremløbstemperatur på 100°C ved Norfors mod 80/72°C ved Helsingør, hvorved der findes en bedre COP-værdi for udnyttelse af overskudsvarmen ved Helsingør.



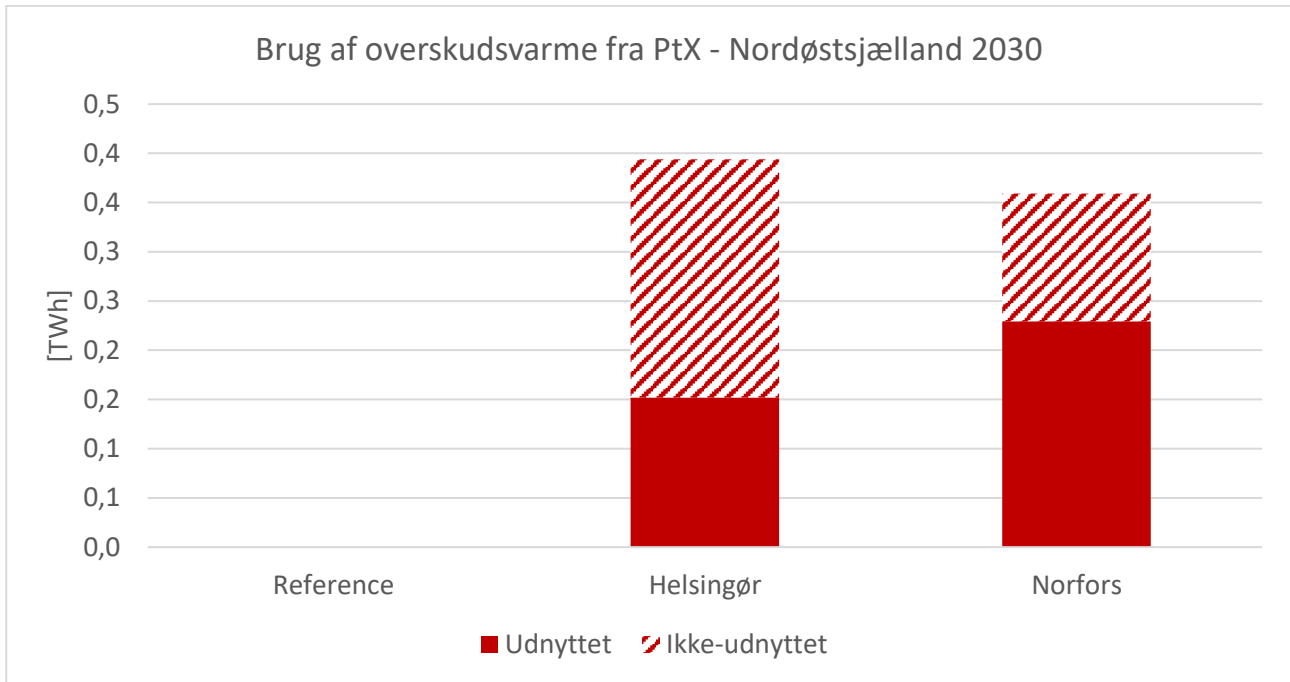
Figur 29 - Samlet elforbrug i Nordøstsjælland 2030-modeller. Elforbruget dækker både over fjernvarmeenheder og PtX-anlæg.

Den samlede fjernvarmeproduktion i Nordøstsjælland-modellen for 2030 kan ses i Figur 30. Her ses det, at VPer forventes at være den teknologi, som producerer mest fjernvarme i systemet, og derved også er den teknologi, der primært erstattes af overskudsvarmen fra PtX, som også udnyttes via VPer, men med en bedre COP-værdi. Dog reduceres også brugen af brændselskedler, elkedler og kraftvarme som følge af udnyttelsen af overskudsvarme fra PtX. Den største udnyttelse af overskudsvarme fra PtX sker ved placeringen ved Norfors.



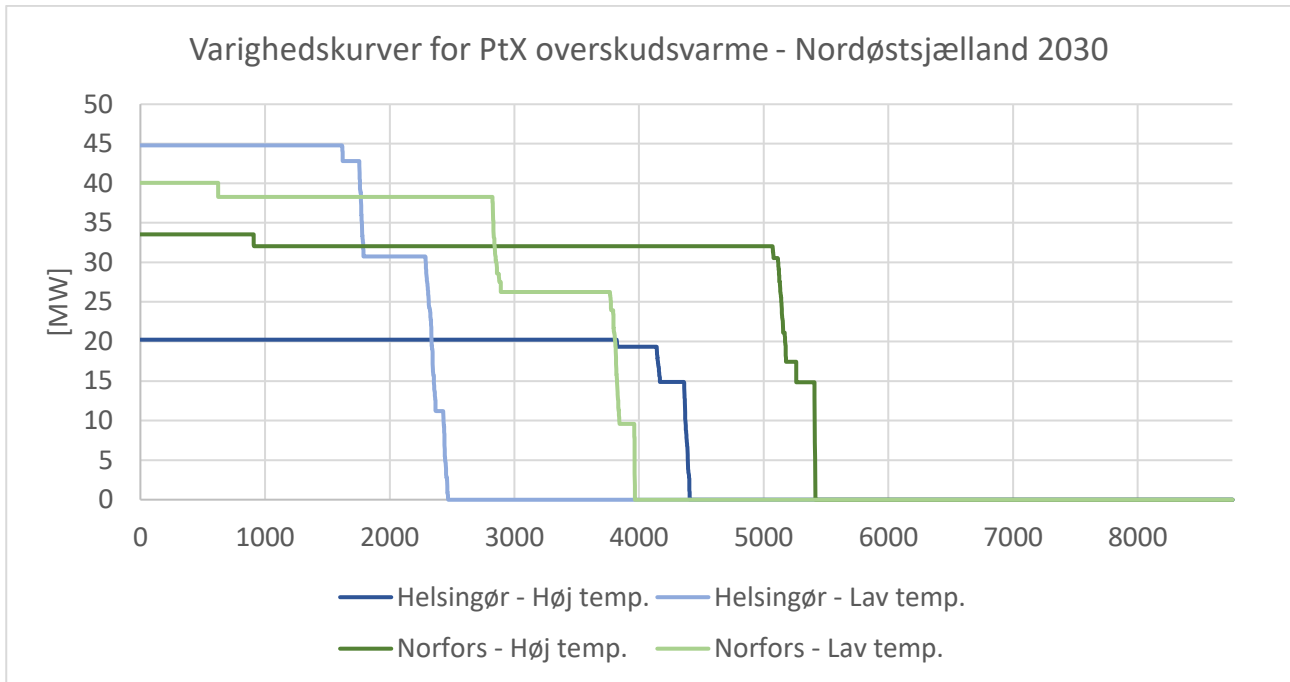
Figur 30 - Samlet fjernvarmeproduktion i Nordøstsjælland 2030-scenarier.

Af Figur 31 ses det, at der produceres mere overskudsvarme ved Helsingør-placeringen, hvilket hænger sammen med en større tilgængelig CO₂-mængde og derved tilsvarende større metanolproduktion ved Helsingør-placeringen. Men grundet begrænsninger i transmissionsledningerne syd mod Norfors, udnyttes kun 39% af overskudsvarmen ved Helsingør-placeringen, mod 64% ved Norfors-placeringen. En udbygning af transmissionsledningerne mod Norfors, eller alternativt til andre fjernvarmenet, vil kunne øge udnyttelsen af overskudsvarme fra Helsingør-placeringen, hvilket dog ikke er analyseret nærmere her.



Figur 31 - Overskudsvarme fra PtX-anlæg afhængig af placering i Nordøstsjælland 2030-modeller. Opdelt i udnyttet til fjernvarme og ikke udnyttet til fjernvarme.

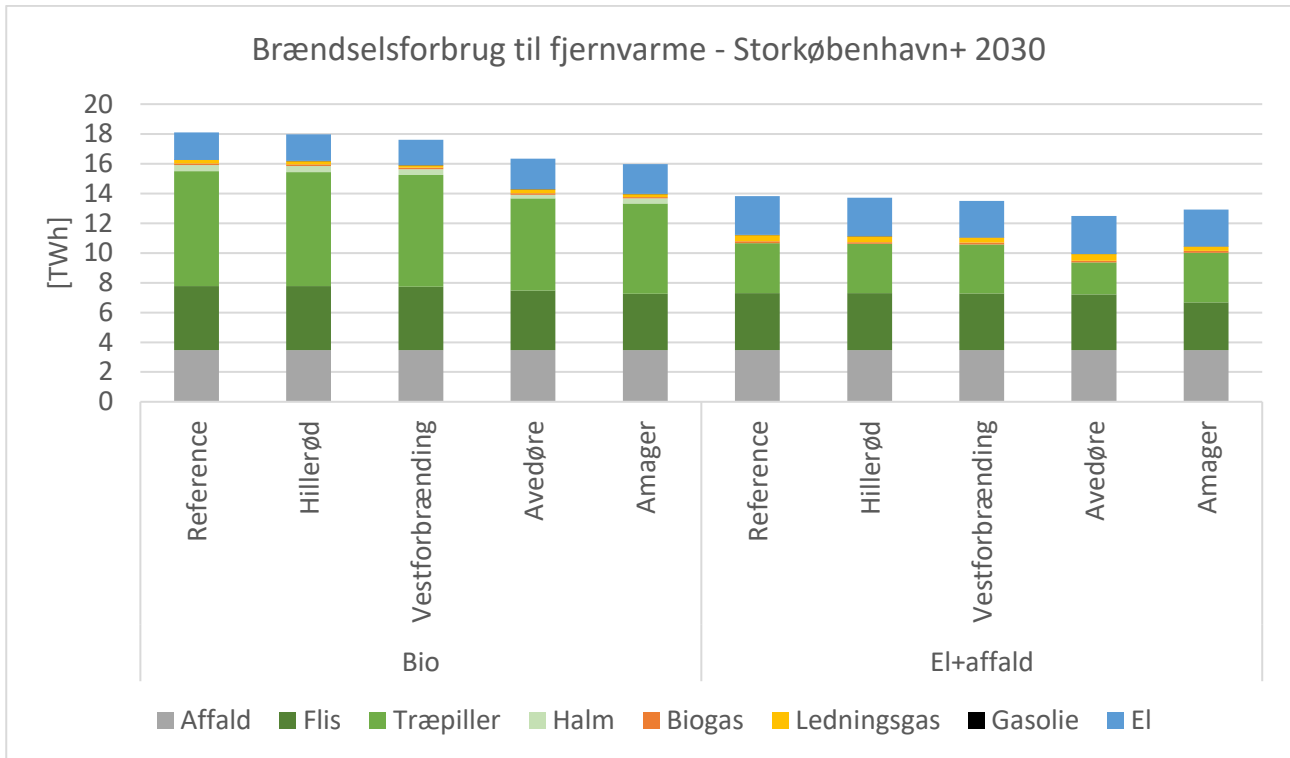
Som ved placeringen ved Frederiksværk (afsnit 4.4.1) vises varighedskurver for driften af VPerne, der bruges til at udnytte overskudsvarmen fra PtX. Disse vises for Nordøstsjælland 2030-modellerne i Figur 32. Her ses det, at VPen til udnyttelse af overskudsvarmen fra metanolreaktoren og CO₂-fangstanlæggene har en højere drift end VPen til udnyttelse af overskudsvarmen fra elektrolysen. Ved placeringen i Helsingør drives den ca. 4.000 timer ved fuld last, og ved placeringen ved Norfors drives den ca. 5.000 timer ved fuld last. VPerne til udnyttelse af overskudsvarme fra elektrolyseanlæggene drives omkring 1.500 timer ved fuld last ved Helsingør-placeringen og ca. 3.000 timer ved Norfors-placeringen. Der ses altså samme tendens som ved Frederiksværk-placeringen, altså at VPerne til udnyttelse af overskudsvarme fra metanolreaktoren og CO₂-fangstanlægget har en højere drift end VPen, hvor kilden er elektrolyseanlægget. Samme logik gør sig gældende her; der opnås bedre COP-værdi ved udnyttelse af overskudsvarme fra metanolreaktoren og CO₂-fangstanlægget og mere stabil overskudsvarmemængde, da metanolreaktoren drives igennem det meste af året. Der ses her også en forskel på placeringen, hvilket især skyldes, at placeringen ved Helsingør er baseret på et biomassefyret kraftvarmeværk, som drives afhængigt af elpriser, og placeringen ved Norfors er baseret på affaldsforbrænding, som er i drift alle årets timer.



Figur 32 – Varighedskurver for udnyttelse af overskudsvarme afhængig af placering i Nordøstsjælland 2030-modeller. Opdelt i høj temperatur (metanolreaktor og Carbon capture) og lav temperatur (elektrolyse).

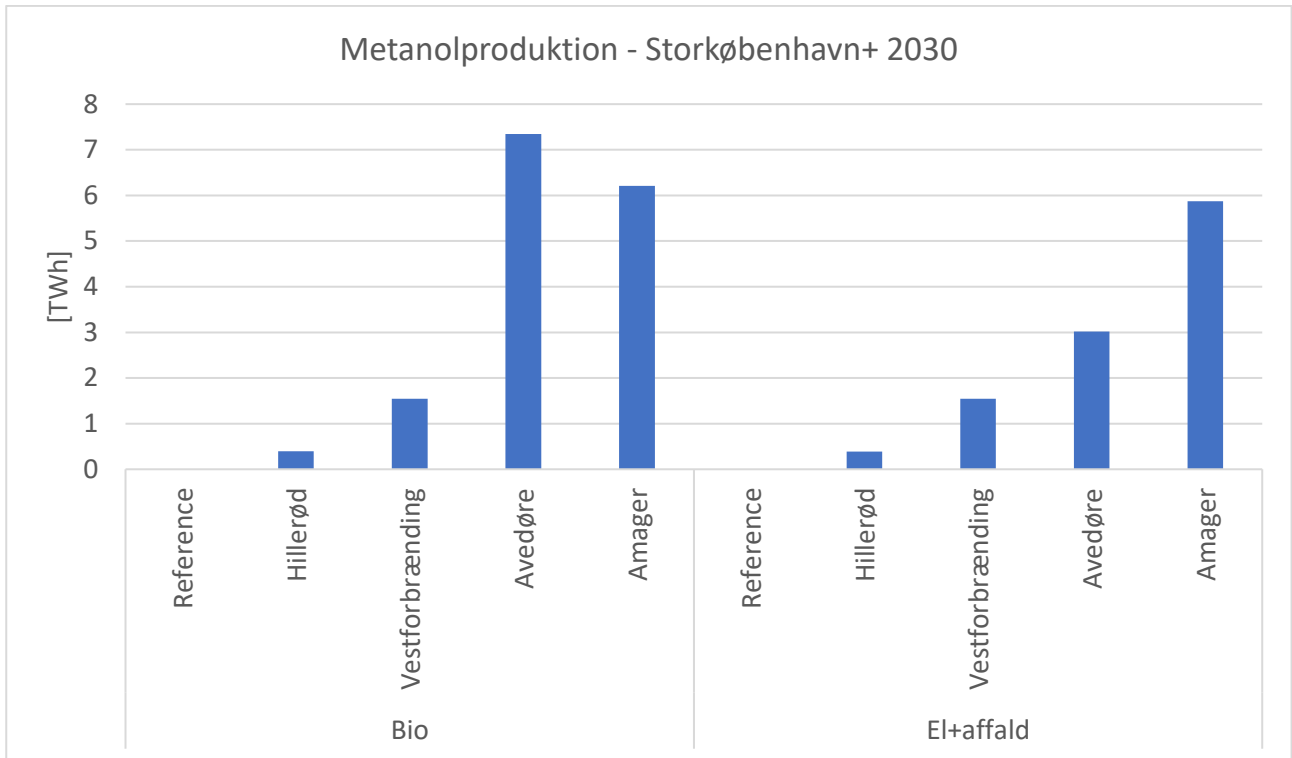
4.4.3 PtX-placering i Storkøbenhavn+ 2030-modeller

Storkøbenhavn+-modellen dækker et område, hvor der er fire potentielle placeringer af PtX-anlæg, og der udregnes to forskellige scenarier for FFH50 området. Figur 33 viser brændsels- og elforbruget til fjernvarme for de to Reference-scenerier (Bio og El+affald) samt det tilsvarende ved hver af de fire mulige placeringer for PtX. Det ses af Figur 33, at de største effekter på brændsels- og elforbruget til fjernvarme opnås ved placeringen ved Avedøre og Amager, hvilket skyldes, at disse to placeringer har de potentielt største mængder af CO₂ tilgængelig. Den mindste effekt ses ved placeringen ved Hillerød. Udnyttelse af overskudsvarmen fra PtX reducerer især brugen af træpiller, men også flis, el og halm.



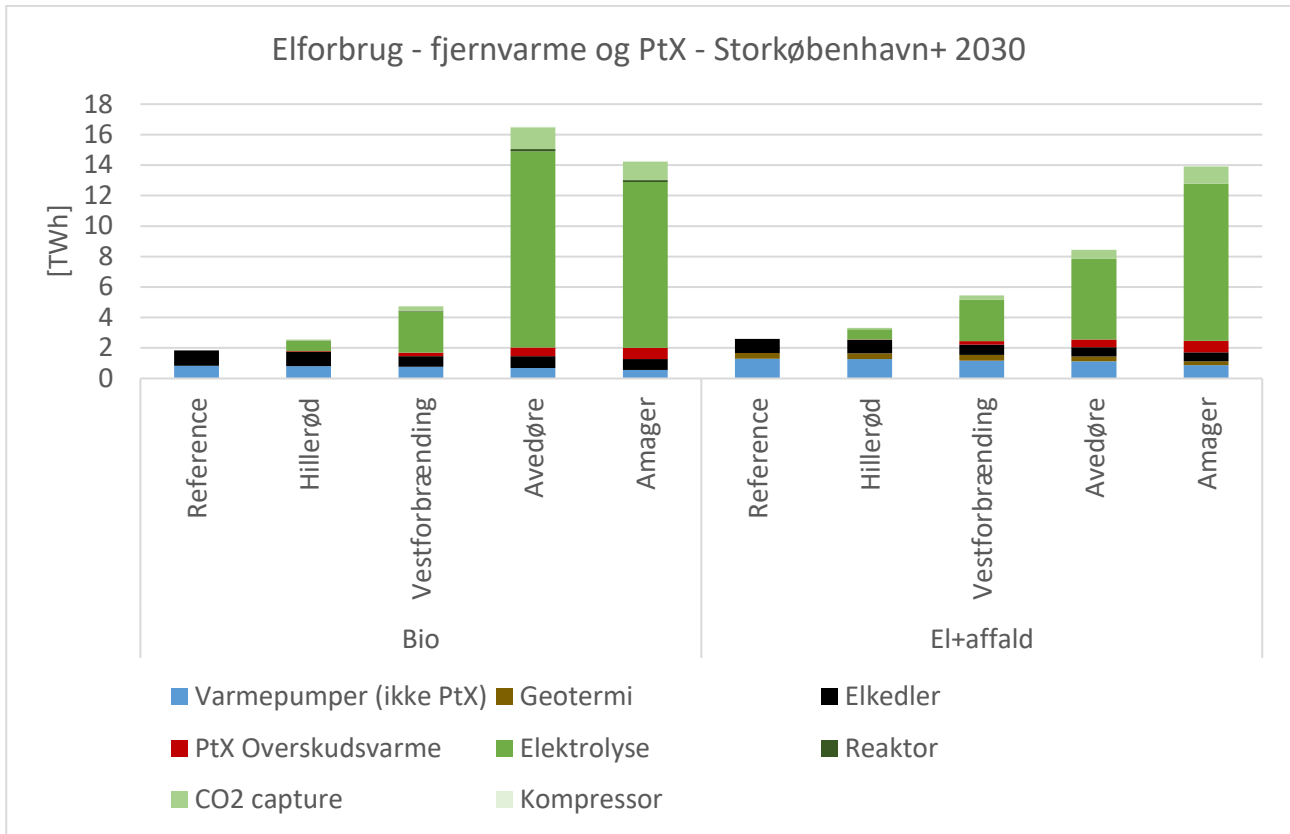
Figur 33 – Brændsels- og elforbrug til fjernvarme i scenarierne for Storkøbenhavn+ i 2030. Brændselsforbrug til PtX er ikke medtaget.

Figur 34 viser den samlede produktion af metanol fra hvert anlæg i Storkøbenhavn+-modellen. Her ses det, at den mindste årlige produktion af metanol sker i Hillerød, grundet det mindste CO₂-potentiale, og at Avedøre og Amager har de langt største potentialer. Placeringen ved Hillerød udnytter CO₂ fra kraftvarmeværket og biomassekedler; placeringen ved Avedøre er baseret på kraftvarmeværket Avedøreværket, og placeringen ved Amager er delvist baseret på affaldsforbrændingen ARC og delvist på kraftvarmeværket Amagerværket. Ved alle disse tre placeringer opstår der flaskehalse i fjernvarmesystemet, hvorved udnyttelse af overskudsvarmen fra PtX-anlægget resulterer i reduceret drift af kraftvarmeværkerne, da modellen finder det mere økonomisk fordelagtigt at udnytte overskudsvarmen. Således reduceres det biogene CO₂-potentiale i Bio-scenariet fra ca. 0,13 Mt til 0,11 Mt ved Hillerød, fra ca. 2,84 Mt til 2,23 Mt ved Avedøre og fra ca. 2,02 Mt til 1,77 Mt ved Amager. For El+affald scenariet er reduktionerne fra ca. 0,12 Mt til 0,11 Mt ved Hillerød, fra ca. 1,29 Mt til 0,83 Mt ved Avedøre og fra ca. 1,97 Mt til 1,71 Mt ved Amager. Vestforbrænding bygger alene på affaldsforbrændingen, hvorved der ikke ses lignende effekter af dette.



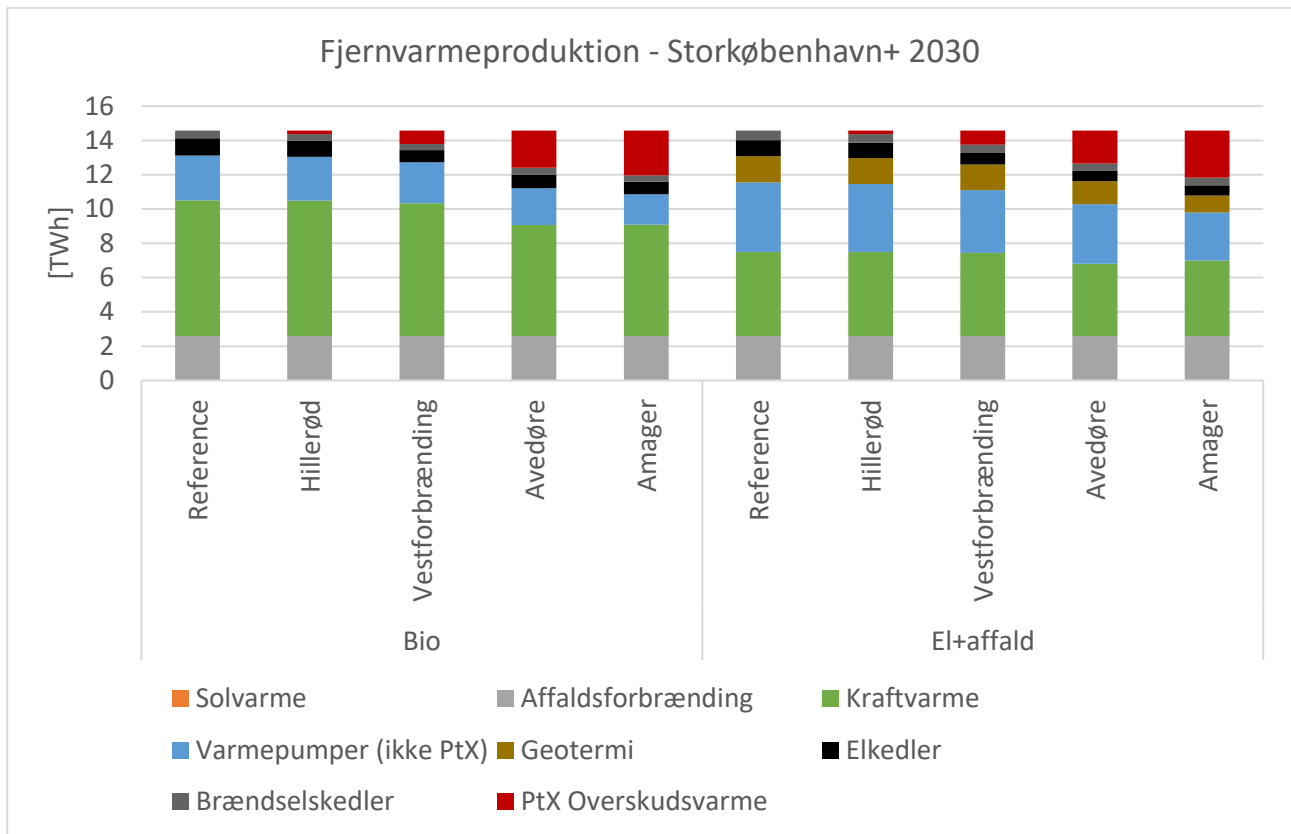
Figur 34 – Årlig metanolproduktion fra PtX-anlæg afhængig af placering i Storkøbenhavn+ 2030-modeller.

Elforbruget til både PtX og fjernvarme for hver placering vises i Figur 35, hvor det ses, at elektrolysen udgør langt det største elforbrug.



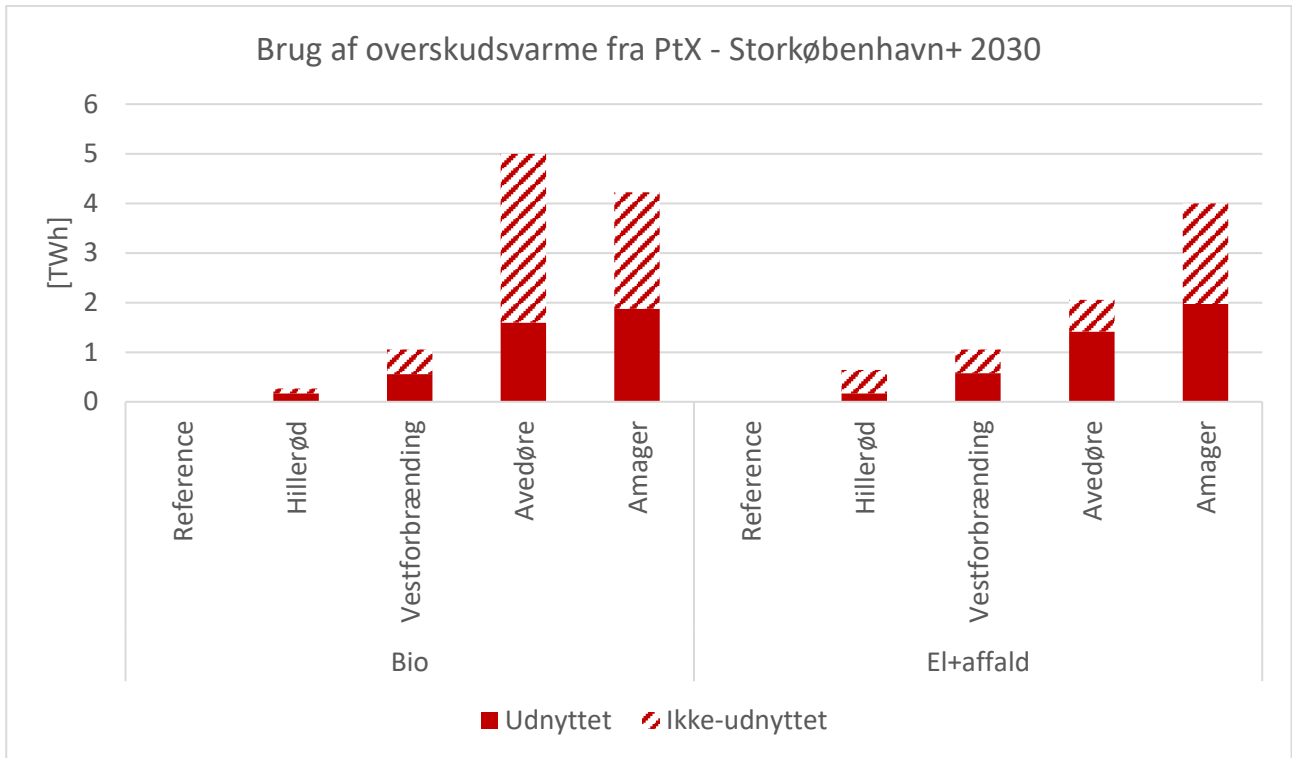
Figur 35 - Samlet elforbrug i Storkøbenhavn+ 2030-modeller. Elforbruget dækker både over fjernvarmeanheder og PtX-anlæg. Til venstre ses resultaterne fra Bio-scenariet, og til højre fra El+affald-scenariet.

Den samlede fjernvarmeproduktion i Storkøbenhavn+-modellen for 2030 kan ses i Figur 36. Det ses, at udnyttelse af overskudsvarme fra PtX-anlæg resulterer i mindre fjernvarmeproduktion fra kraftvarmeværker, VPer, elkedler og brændselskedler. Den største effekt ses igen ved placeringerne ved Avedøre og Amager. Placeringen ved Hillerød har kun en mindre effekt på den samlede model. Hvis der kun ses på Hillerøds system, fylder overskudsvarmen fra PtX 34-36% af den samlede fjernvarmeproduktion i Hillerød og vil især reducere driften af VPer (ikke PtX), elkedler og brændselskedler.



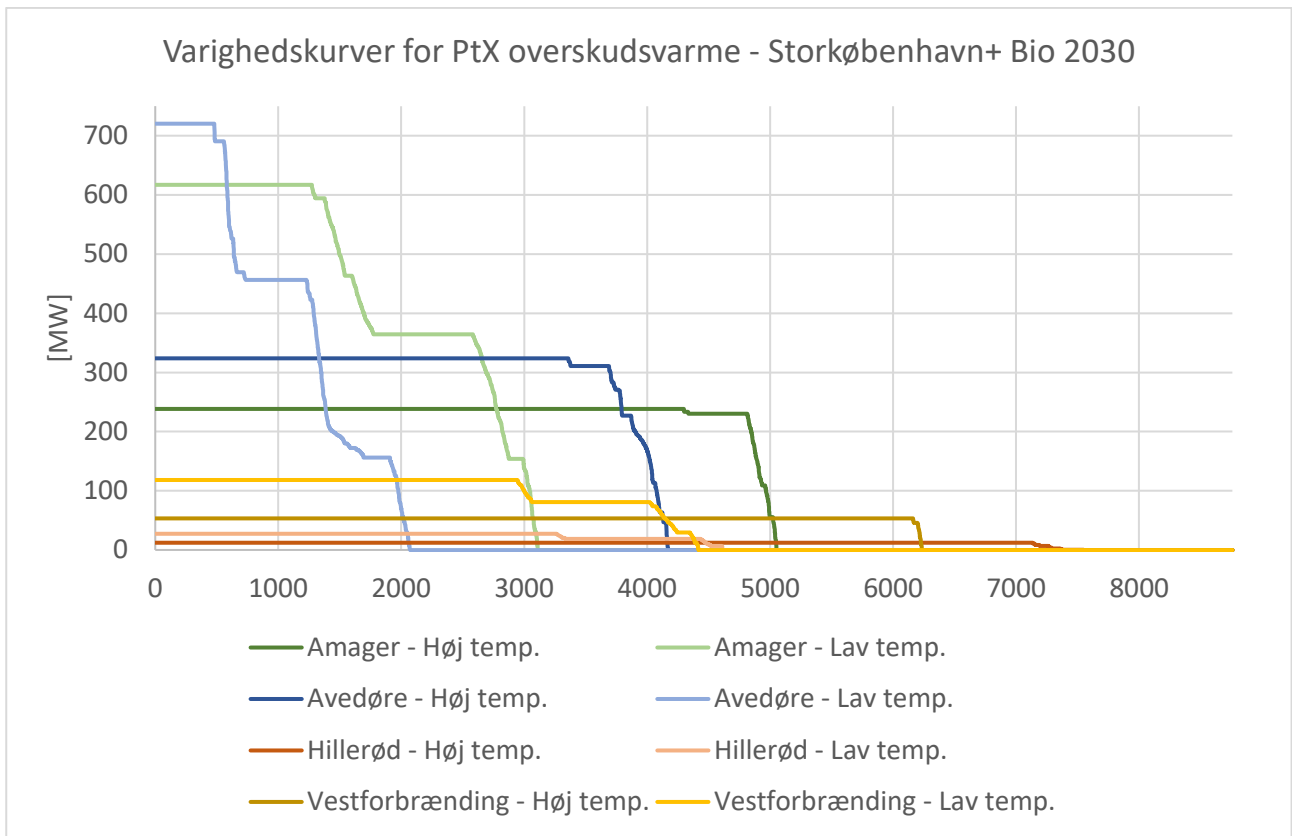
Figur 36 – Samlet fjernvarmeproduktion i Storkøbenhavn+ 2030-modeller. Til venstre ses resultaterne fra Bio-scenariet, og til højre fra El+affald-scenariet

Af Figur 37 ses det, at der produceres mere overskudsvarme ved alle placeringerne, end der udnyttes, især ved Avedøre i Bio-scenariet, hvor 68% af den producerede overskudsvarme ikke udnyttes i fjernvarmesystemet. I El+affald-scenariet er det kun 31%, der ikke kan udnyttes, hvilket skyldes den reducerede produktion fra Avedøreværket ift. Bio-scenariet. Ved placeringen ved Amager udnyttes kun lidt under halvdelen i begge scenarier, og ved Vestforbrænding udnyttes lidt over halvdelen i begge scenarier. Ved placering i Hillerød er det kun omkring 36%, der ikke udnyttes til fjernvarme. En udbygning af fjernvarmenettet fra disse placeringer vil kunne øge udnyttelsen af overskudsvarmen, hvilket dog ikke er analyseret nærmere her.



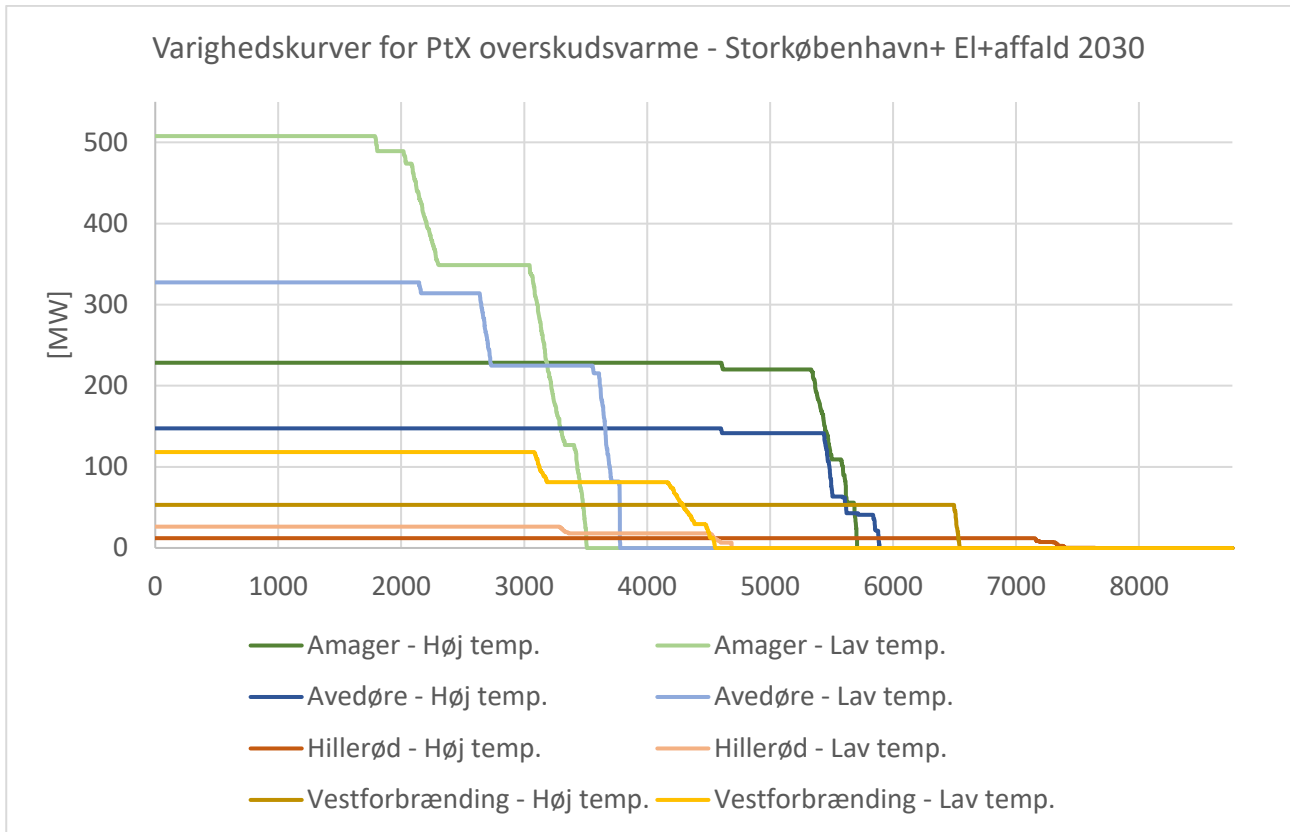
Figur 37 – Overskudsvarme fra PtX-anlæg afhængig af placering i Storkøbenhavn+ 2030-modeller. Opdelt i udnyttet til fjernvarme og ikke udnyttet til fjernvarme. Til venstre ses resultaterne fra Bio-scenariet og til højre fra El+affald-scenariet.

Grundet de mange mulige placeringer i denne model opdeles varighedskurverne for udnyttelse af overskudsvarme i de to scenarier i to grafer. Figur 38 viser varighedskurver for driften af VPerne, der bruges til at udnytte overskudsvarmen fra PtX for Storkøbenhavn+-modellen med Bio-scenariet i 2030. Der ses samme tendens som ved de andre simuleringer, nemlig at der er en mere stabil drift af VPerne, som udnytter overskudsvarmen fra metanolreaktoren og carbon capture-anlægget, grundet den højere temperatur af overskudsvarmen samt den mere stabile drift af især metanolreaktoren. Det ses også, at ved de placeringer, hvor der er meget overskudsvarme, drives VPerne til udnyttelse af overskudsvarmen færre timer i fuld last. Således er der flest timer med fuld last ved placeringen i Hillerød og færrest ved placeringen ved Avedøre.



Figur 38 – Varighedskurver for udnyttelse af overskudsvarme afhængig af placering i Storkøbenhavn+ 2030 Bio-scenarie-modeller. Opdelt i høj temperatur (metanolreaktor og Carbon capture) og lav temperatur (elektrolyse).

Figur 39 viser varighedskurver for driften af VPerne, der bruges til at udnytte overskudsvarmen fra PtX for Storkøbenhavn+-modellen med El+affald-scenariet i 2030. Der ses samme tendenser i denne som ved Figur 38.



Figur 39 – Varighedskurver for udnyttelse af overskudsvarme afhængig af placering i Storkøbenhavn+ 2030 EI+affald-scenarie-modeller. Opdelt i høj temperatur (metanolreaktor og Carbon capture) og lav temperatur (elektrolyse).

4.5 Værksspecifikke forudsætninger frem mod 2045

Der laves ikke et 2045-scenarie for placeringen ved Frederiksværk/Halsnæs, da denne placering først og fremmest er baseret på CO₂ fra lokal stålindustri. Det er muligt, at denne industri potentielt kan enten helt eller delvist elektrificere processerne, og jf. analyserne i "IDAs Klimasvar 2045" [46] er en elektrificering af industrier en vigtig del af omstillingen til et CO₂-neutralt energisystem. Hvis en sådan elektrificering vil ske, så vil CO₂-punktkilden også forsvinde, og den resterende CO₂-punktkilde ved fjernvarmeselskabet vil formentlig ikke være tilstrækkelig til at opretholde en PtX-produktion, da den vil være omkring 0,01 Mt CO₂.

For 2045 antages det, at den generelle udvikling i fjernvarmesystemet følger i samme spor som beskrevet i "Varmeplan Danmark 2021" [24] og "IDAs Klimasvar 2045" [46]. Dermed nedlægges biomasse-fyrede kraftvarmewærker, og der installeres i stedet gasfyrede kraftvarmewærker til perioder, hvor kapaciteten af vind, sol og import af el ikke er nok til at dække elforbruget i Danmark. Derfor fjernes de flisfyrede kraftvarmewærker i Helsingør og Hillerød i 2045-scenariet og erstattes i stedet af en tilsvarende varmekapacitet af VPer. For FFH50-området af Storkøbenhavn+-modellen laves fortsat to scenarier: et Bio-scenarie, hvor der bibeholdes en reduceret kapacitet af biomassekraftvarmewærkerne, og et EI+affald-scenarie, hvor alle biomassekraftvarmewærker er nedlukket. Der vælges ikke at indsætte nye gasfyrede kraftvarmewærker, da disse grundet deres meget variable og begrænsede årlige drift, vil have begrænset relevans som CO₂-punktkilde og kun i mindre omfang forventes at kunne påvirke resultaterne. I stedet bibeholdes blot den eksisterende gasfyrede kraftvarmekapacitet. Det kan dog ikke udelukkes, at eksisterende kraftvarmewærksplaceringer i København kan være relevante for etableringen af nye gasfyrede kraftvarmewærker. For de placeringer, hvor

biomassekraftvarmeværkerne fjernes, og der ikke er anden CO₂-punktkilde tilbage, testes fortsat muligheden for udnyttelse af overskudsvarme fra PtX-anlæg ved at introducere flisforgasning i stedet for Carbon capture som erstatning for biomassekraftvarmeværket. Dette skyldes, at "IDAs Klimasvar 2045" også anbefaler anvendelsen af flisforgasning i kobling med metanolproduktion. Virkningsgrader inkl. overskudsvarmemængder for hele processen fra flis til metanol tages fra "IDAs Klimasvar 2045" [46]. For placeringer, hvor der var flisfyrede kraftvarmeværker, sættes den indfyrede kapacitet for flisforgasningen lig med den indfyrede kapacitet for det tidligere kraftvarmeværk. Dette gør sig gældende for Helsingør og Hillerød. For placeringer, hvor der var træpillefyret kraftvarmeværk, sættes den indfyrede kapacitet for flisforgasningen til 21% af den indfyrede kraftvarmekapacitet grundet forskelle i brændværdi og vægtfylde. Dette gør sig gældende for placeringen ved Avedøre, hvor der dog kun tages udgangspunkt i den indfyrede kapacitet på blok 1. For Amager-placeringen er der fortsat affaldsforbrænding som CO₂-punktkilde, og der tilføjes ikke flisforgasning hertil. Flisforgasningen antages at have en virkningsgrad på 80,1%, at kunne laste ned til 35% og at have et elforbrug svarende til 0,011 MWh per forbrugt MWh flis. Flisforgasningen producerer syngas og brugen af denne i metanolreaktoren i stedet for CO₂ ændrer på balancen for, hvor meget brint, der skal bruges i denne. Baseret på "IDAs Klimasvar 2045" antages dette forhold mellem syngas fra flisforgasningen og brint fra elektrolyseanlægget at være sådan, at der skal bruges 0,96 MWh brint for hver MWh syngas brugt i metanolreaktoren [46]. Det antages, at den samlede overskudsvarmemængde fra flisforgasningen og metanolreaktoren svarer til 22% af flisforbruget i flisforgasningen.

4.6 Resultater af 2045 PtX-simuleringer

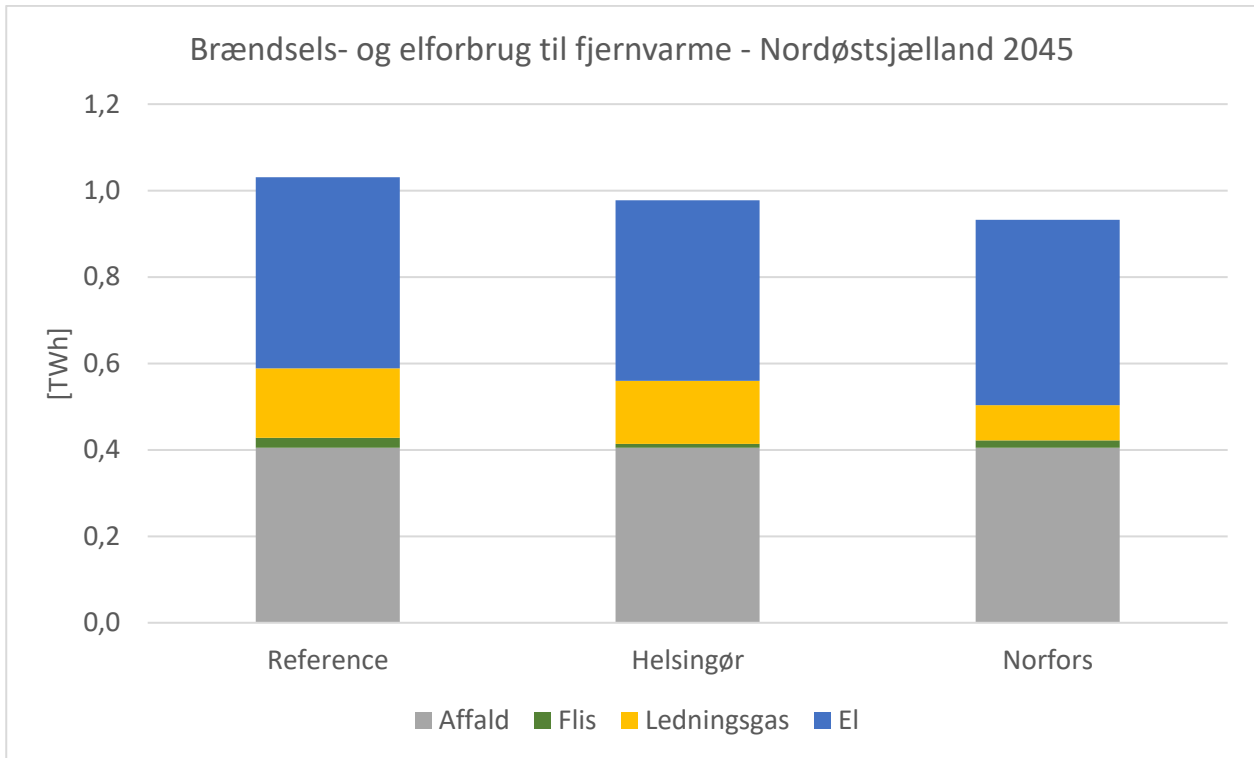
2045-resultaterne præsenteres lige som 2030-resultaterne opdelt i de modeller, der er lavet. Tabel 14 viser de indsatte elektrolysekapaciteter ved hver placering.

Tabel 14 - Elektrolysekapacitet indsat ved hver placering i 2045. *Indikerer flisforgasning i stedet for Carbon capture

[MW _e]	Bio scenarie	El+affald scenarie
Helsingør	118*	118*
Norfors	169	169
Amager	1.778	607
Avedøre	1.003	236*
Hillerød	49*	49*
Vestforbrænding	495	495

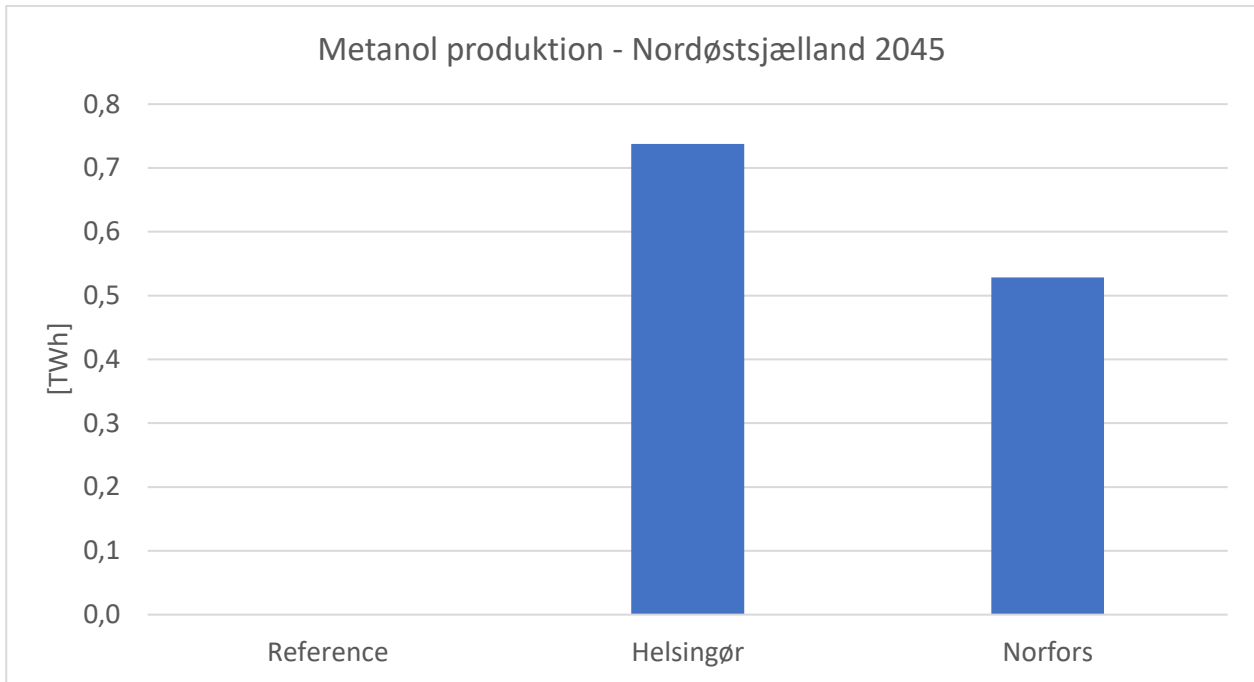
4.6.1 PtX-placering i Nordøstsjælland-model

Det samlede brændsels- og elforbrug til fjernvarme i Nordøstsjællandsmodellen for 2045 kan ses i Figur 40. Der medtages derved ikke forbrug til PtX ud over elforbruget til at kunne udnytte overskudsvarmen herfra. Brændsels- og elforbruget vises for en reference uden PtX samt for en PtX-placering ved hhv. Helsingør og Norfors (Usserødværket). Ift. 2030 er der et generelt lavere forbrug af flis til fjernvarme i 2045, da det flisfyrede kraftvarmeværk i Helsingør er erstattet af VPer, og PtX-anlægget i Helsingør er i stedet baseret på flisforgasning med samme indfyrede kapacitet, som det fjernede flis-fyrede kraftvarmeværk. Den samlede reduktion i brændsels- og elforbrug er størst ved Norfors-placeringen. Dette skyldes, at PtX-anlægget ved Helsingør i stedet er baseret på flisforgasning, hvor der antages en lavere mængde overskudsvarme fra processen, da der ikke benyttes carbon capture. Således er det antaget, at der vil opstå 0,28 MWh overskudsvarme pr. MWh produceret metanol mod 0,6 MWh overskudsvarme pr. MWh produceret metanol, når CO₂ opsamles efter afbrænding af biomasse.



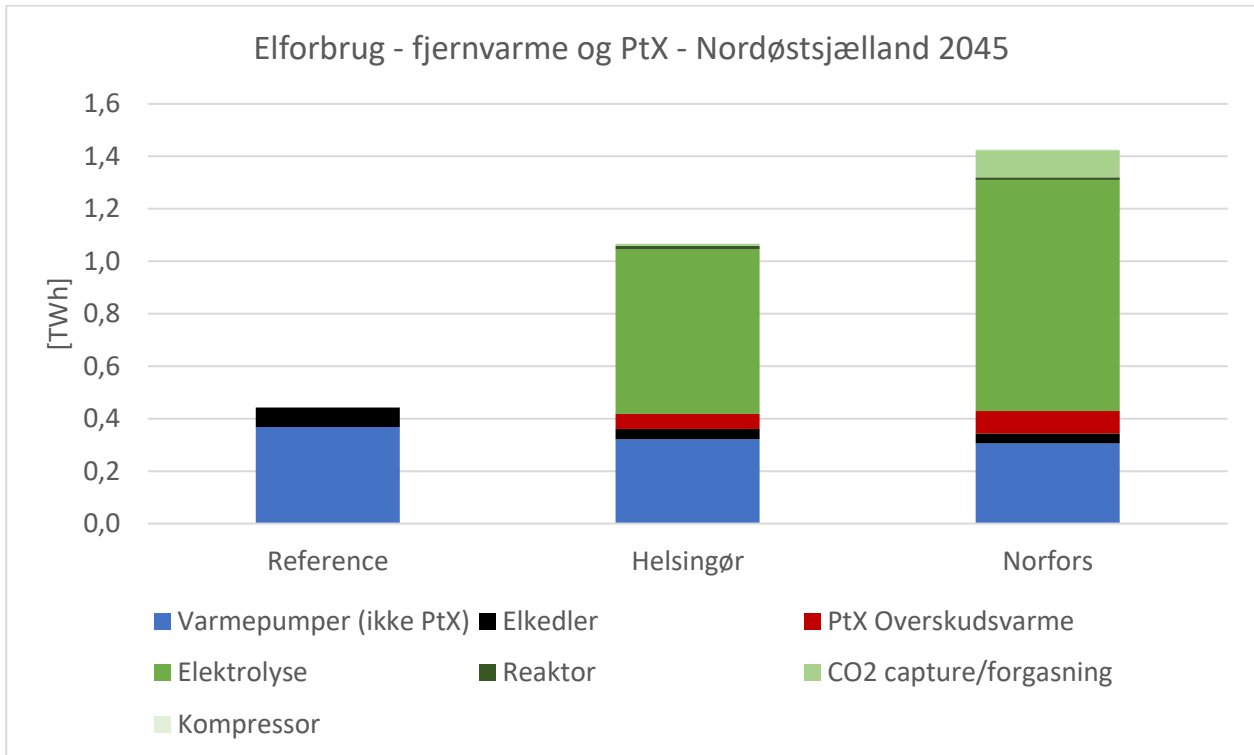
Figur 40 – Brændsels- og elforbrug til fjernvarme i scenarierne for Nordøstsjælland i 2045. Brændselsforbrug til PtX er ikke medtaget.

Når der ses på den samlede produktion af metanol fra hvert anlæg, kan det ses af Figur 41, at der er en større produktion af metanol ved Helsingør-placeringen. Det gælder for begge anlæg, at CO₂-udledningen ikke reduceres ift. Referencen, da placeringen i Helsingør er baseret på et PtX-anlæg, som er uafhængigt af produktionen af fjernvarme, og Norfors er baseret på affaldsforbrændingen i Usseødværket.



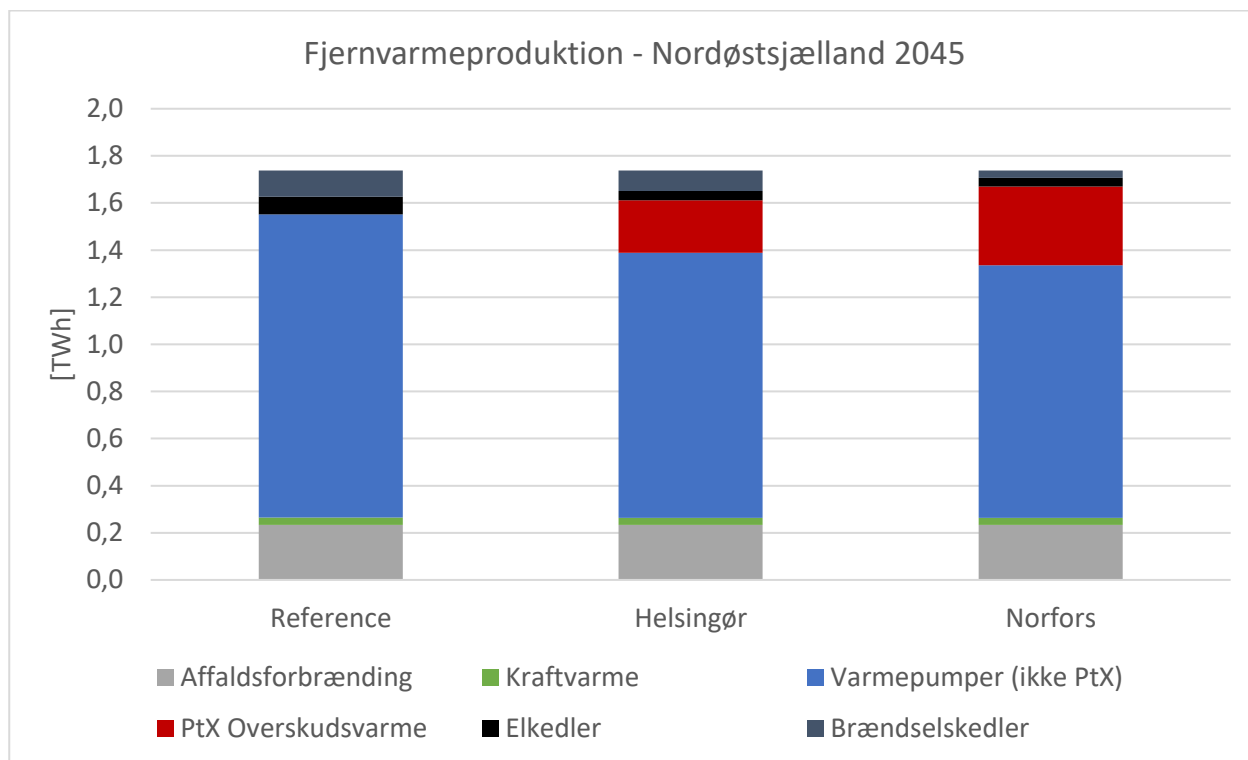
Figur 41 – Årlig metanolproduktion fra PtX-anlæg afhængig af placering i Nordøstsjælland 2045-modeller.

Igen ses det af Figur 42, at elektrolyseanlægget er den største forbruger af el i systemet, men baseret på forudsætningerne for PtX baseret på flisforgasning, så skal der bruges mindre brint til produktion af metanol i Helsingør-placeringen, og der skal ligeledes ikke bruges el til carbon capture.



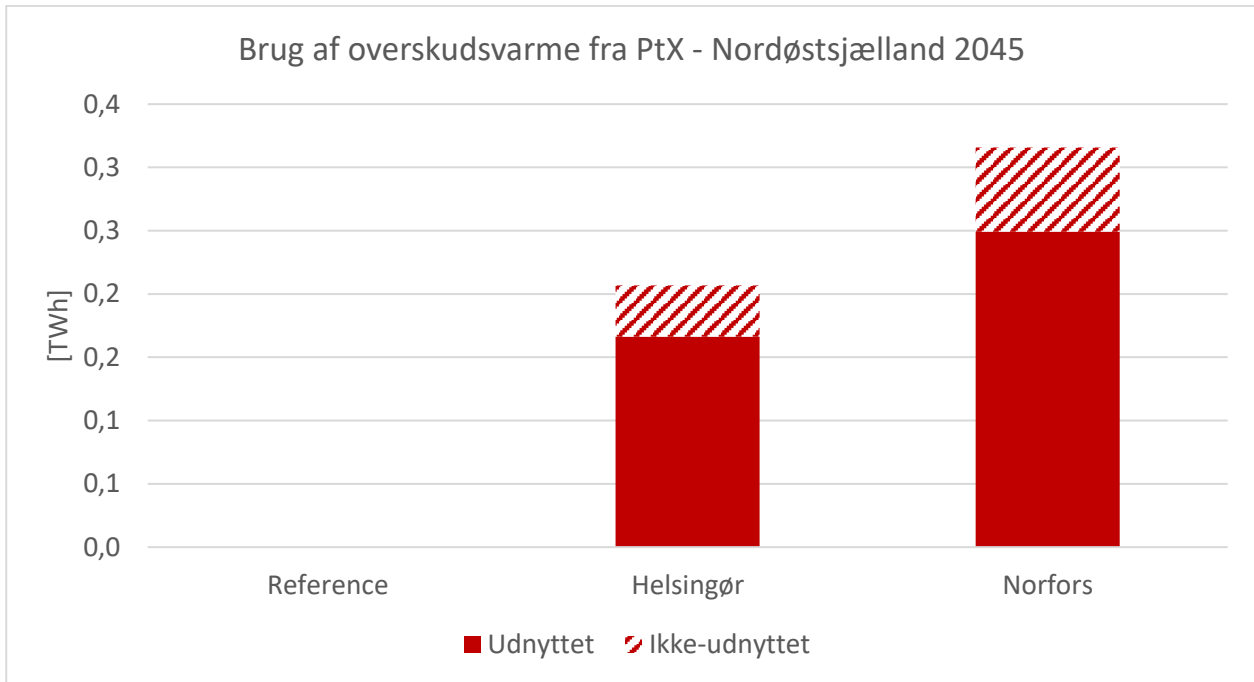
Figur 42 - Samlet elforbrug i Nordøstsjælland 2045-modeller. Elforbruget dækker både over fjernvarmeenheder og PtX-anlæg.

Den samlede fjernvarmeproduktion i Nordøstsjællandmodellen for 2045 kan ses i Figur 43. Her ses det, at VPer forventes at være den teknologi, som producerer mest fjernvarme i systemet og derved også er den teknologi, der primært erstattes af overskudsvarmen fra PtX, som også udnyttes via VPer, men med en bedre COP-værdi. Dog reduceres også brugen af brændselskedler og elkedler som følge af udnyttelsen af overskudsvarme fra PtX. Den største udnyttelse af overskudsvarme fra PtX sker ved placeringen ved Norfors.



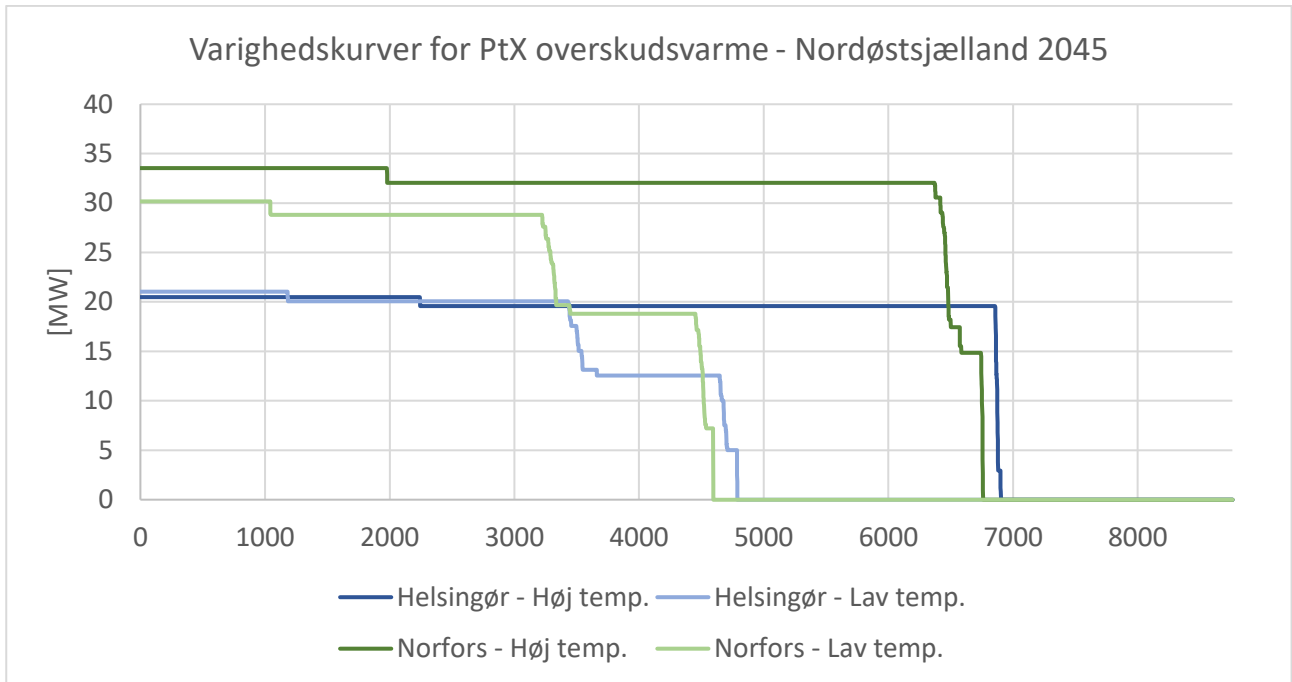
Figur 43 - Samlet fjernvarmeproduktion i Nordøstsjælland 2045-modeller.

Af Figur 31 ses det, at der produceres mere overskudsvarme ved Norfors-placeringen, hvilket hænger sammen med en anden PtX-løsning ved Helsingør. Ved begge placeringer er der ca. 20% af overskudsvarmen, som ikke udnyttes.



Figur 44 - Overskudsvarme fra PtX-anlæg afhængig af placering i Nordøstsjælland 2045-modeller. Opdelt i udnyttet til fjernvarme og ikke udnyttet til fjernvarme.

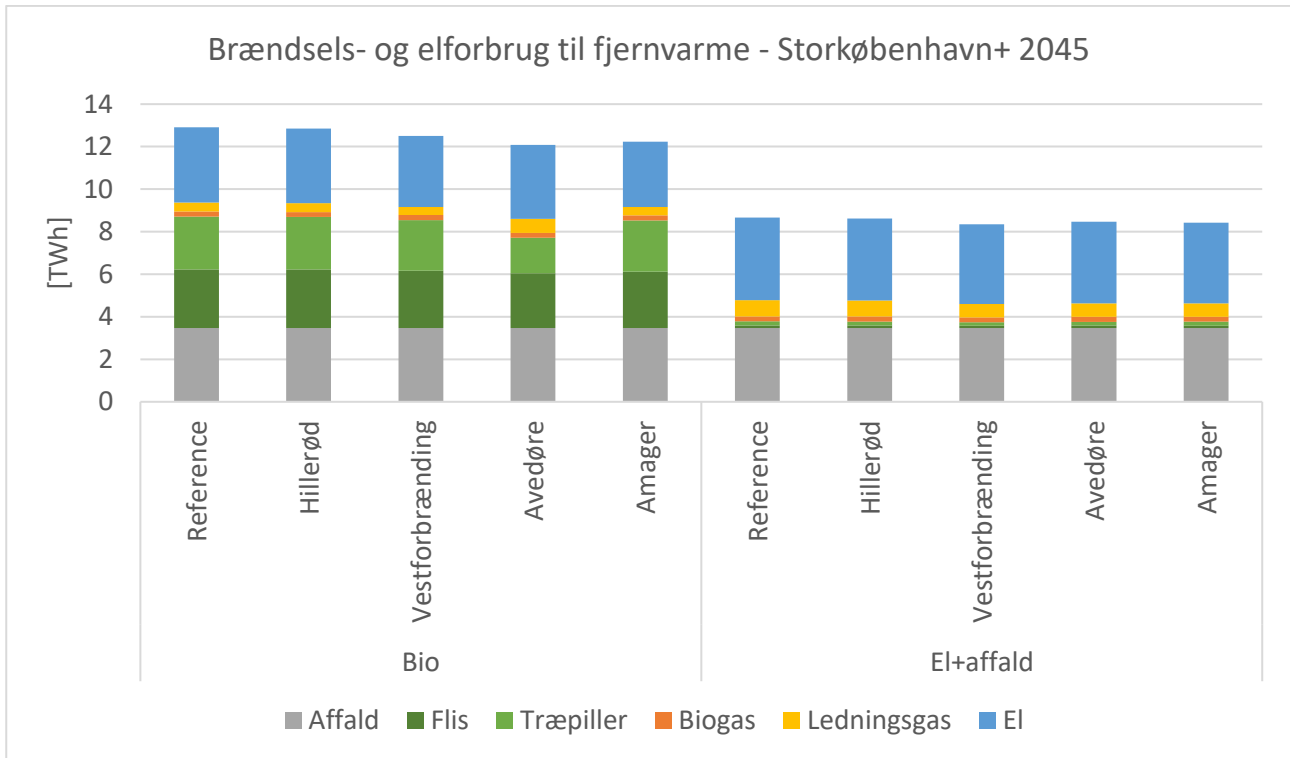
Figur 45 viser varighedskurverne for udnyttelse af overskudsvarme for de forskellige placeringer af PtX i Nordøstsjællandsmodellen for 2045. Igen ses det, at der opnås flest timer i fuld last ved overskudsvarmen fra metanolreaktoren og carbon capture/flisforgasningen. Men grundet den mere effektive elektrolyse i 2045 ift. 2030, som også betyder mindre overskudsvarme fra elektrolysen, ses der en reduktion i kapaciteten af VPen ift. udnyttelse af overskudsvarmen. Dette resulterer også i, at VPerne drives flere timer i fuld last ift. 2030-scenariet.



Figur 45 – Varighedskurver for udnyttelse af overskudsvarme afhængig af placering i Nordøstsjælland 2045-modeller. Opdelt i høj temperatur (metanol reaktor og Carbon capture/flisforgasning) og lav temperatur (elektrolyse).

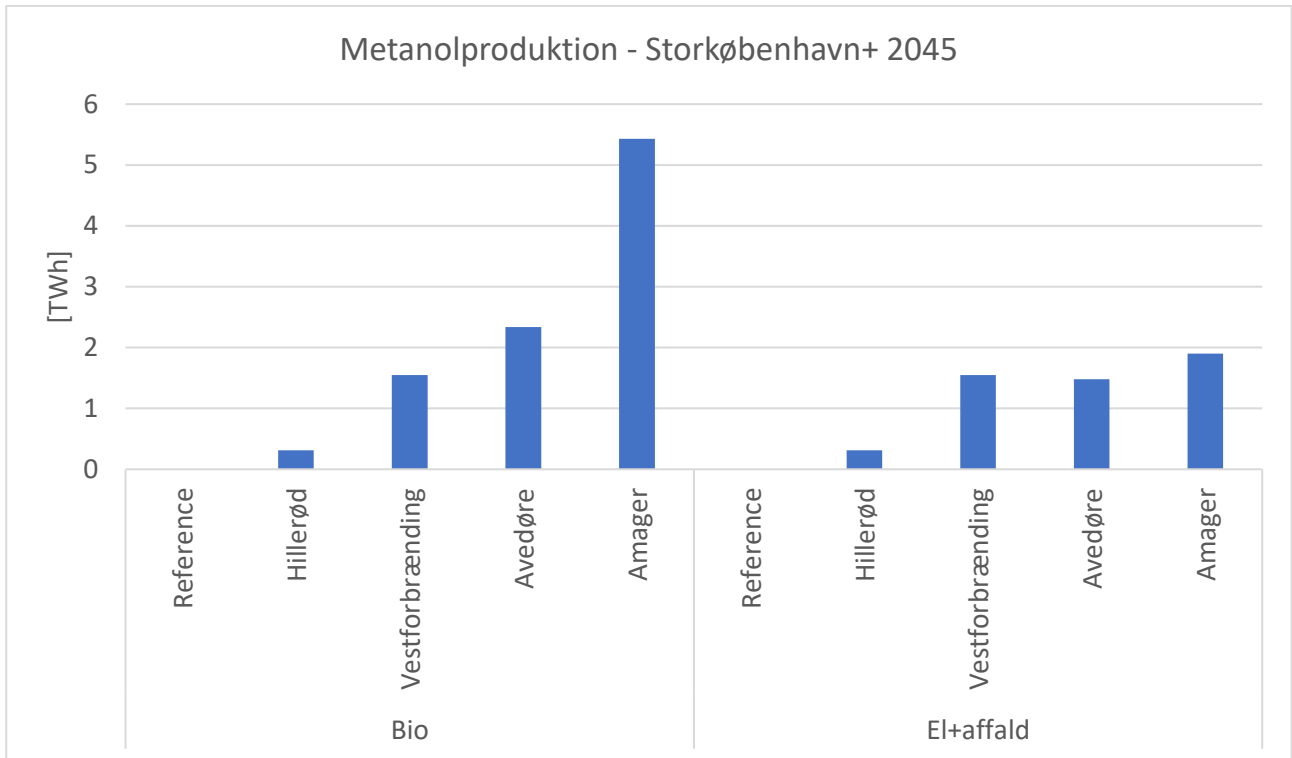
4.6.2 PtX-placering i Storkøbenhavn+ 2045-modeller

Storkøbenhavn+-modellen dækker et område, hvor der er fire potentielle placeringer af PtX, og der udregnes to forskellige scenarier for FFH50-området. Figur 46 viser brændsels- og elforbruget til fjernvarme for de to Referencescenerier (Bio og El+affald) i 2045 samt det tilsvarende ved hver af de fire mulige placeringer af PtX. Det ses af Figur 46, at de største effekter på brændsels- og elforbruget til fjernvarme sker ved placeringen ved Avedøre og Amager, hvilket skyldes, at disse to placeringer har de potentielt største mængder af CO₂ tilgængelig. Den mindste effekt ses ved placeringen ved Hillerød. I Bio-scenariet resulterer udnyttelse af overskudsvarmen fra PtX især i reduceret forbrug af træpiller, men også i forbruget af flis, el og ledningsgas. I El+affald-scenariet sker de største reduktioner i forbrug af ledningsgas og el, men der sker også en mindre reduktion i forbruget af flis og træpiller.



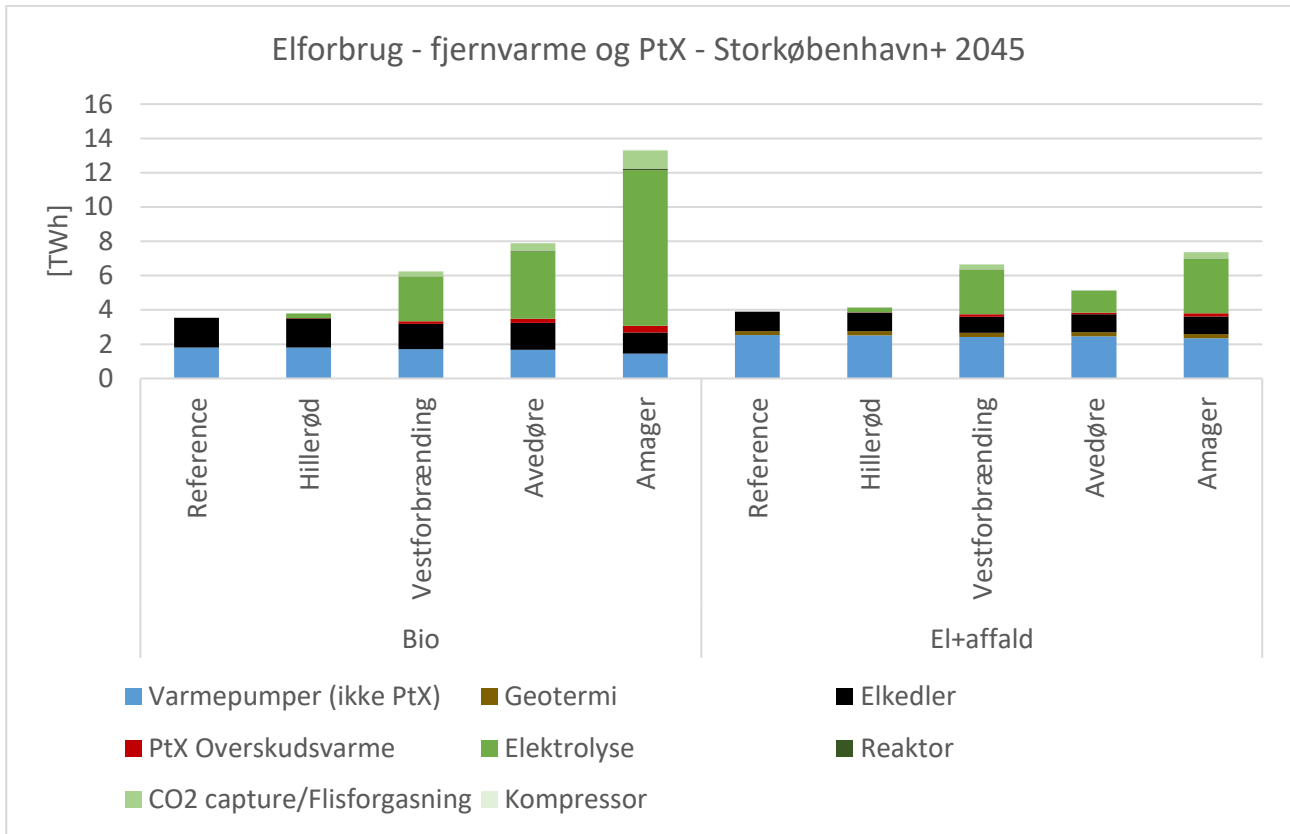
Figur 46 – Brændsels- og elforbrug til fjernvarme i scenarierne for Storkøbenhavn+ i 2030. Brændselsforbrug til PtX er ikke medtaget.

Figur 34 viser den samlede produktion af metanol fra hvert anlæg i 2045 i Storkøbenhavn+-modellen. Her ses det, at den mindste årlige produktion af metanol sker i Hillerød, grundet det mindste CO₂ potentiale, og at Amager har det største potentiale. Placeringen ved Hillerød er baseret på flisforgasning, da det antages, at det flis-fyrede kraftvarmeværk er taget ud af drift inden 2045. Dette er ligeledes tilfældet for placeringen ved Avedøre i El+affald-scenariet. I 2045 Bio-scenariet er Avedøre-placeringen fortsat baseret på kraftvarmeværket Avedøreværket, og placeringen ved Amager er fortsat delvist baseret på affaldsforbrændingen ARC og delvist på kraftvarmeværket Amagerværket. Ved begge disse placeringer opstår der flaskehalse i fjernvarmesystemet, hvorved udnyttelse af overskudsvarmen fra PtX-anlægget resulterer i reduceret drift af kraftvarmeværkerne, da modellen finder det mere økonomisk fordelagtigt at udnytte overskudsvarmen. Således reduceres det biogene CO₂ potentiale i Bio-scenariet fra ca. 0,92 Mt til 0,68 Mt ved Avedøre og fra ca. 1,63 Mt til 1,77 Mt ved Amager, og for El+affald scenariet fra ca. 0,12 Mt til 0,11 Mt ved Hillerød, fra ca. 1,29 Mt til 0,83 Mt ved Avedøre og fra ca. 1,97 Mt til 1,71 Mt ved Amager.



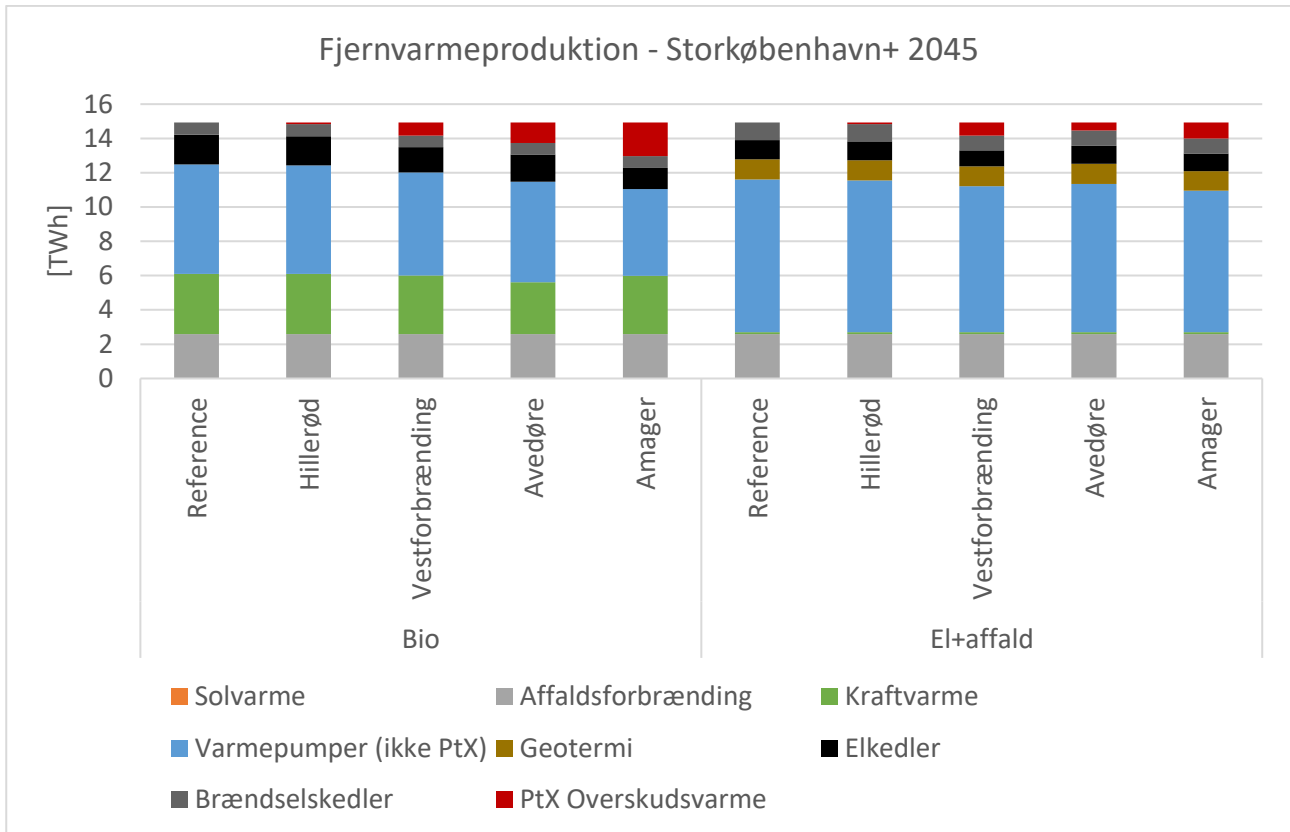
Figur 47 – Årlig metanolproduktion fra PtX-anlæg afhængig af placering i Storkøbenhavn+ 2045-modeller.

Elforbruget til både PtX og fjernvarme for hver placering vises i Figur 48, hvor det ses, at elektrolysen fortsat udgør langt det største elforbrug.



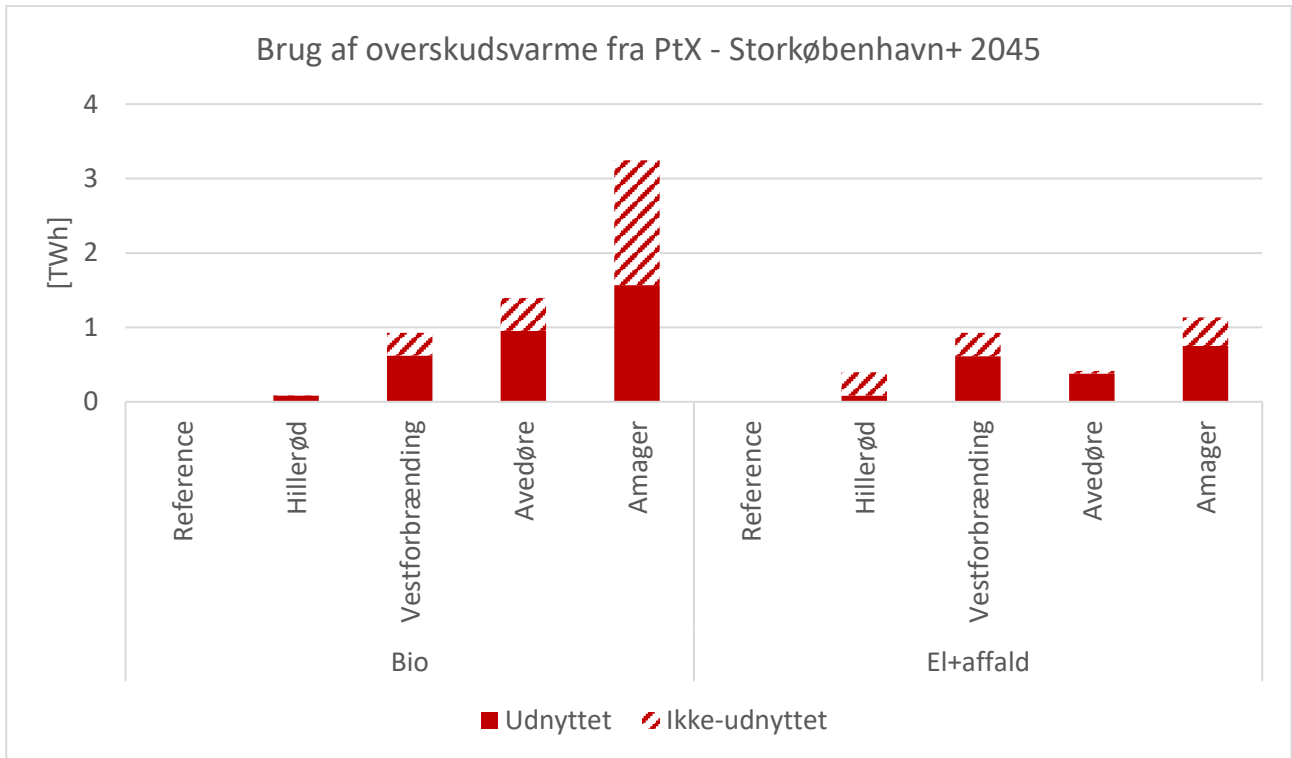
Figur 48 - Samlet elforbrug i Storkøbenhavn+ 2045-modeller. Elforbruget dækker både over fjernvarmeenheder og PtX-anlæg. Til venstre ses resultaterne fra Bio-scenariet og til højre fra El+affald-scenariet. Der bruges flisforgasning i Hillerød-placeringen i begge scenarier samt i Avedøre-placeringen i El+affald-scenariet.

Den samlede fjernvarmeproduktion i Storkøbenhavn+ modellen for 2045 kan ses i Figur 49. Det ses, at i Bio-scenariet resulterer udnyttelse af overskudsvarme fra PtX i en reduceret fjernvarmeproduktion fra kraftvarmeverker, VPer, elkedler og brændselskedler. Den største effekt ses igen ved placeringerne Avedøre og Amager. I El+affald-scenariet, hvor der kun er en mindre kraftvarmekapacitet på gas tilbage, påvirker overskudsvarmen fra PtX især VPer, brændselskedler og elkedler, men også i mindre omfang geotermi.



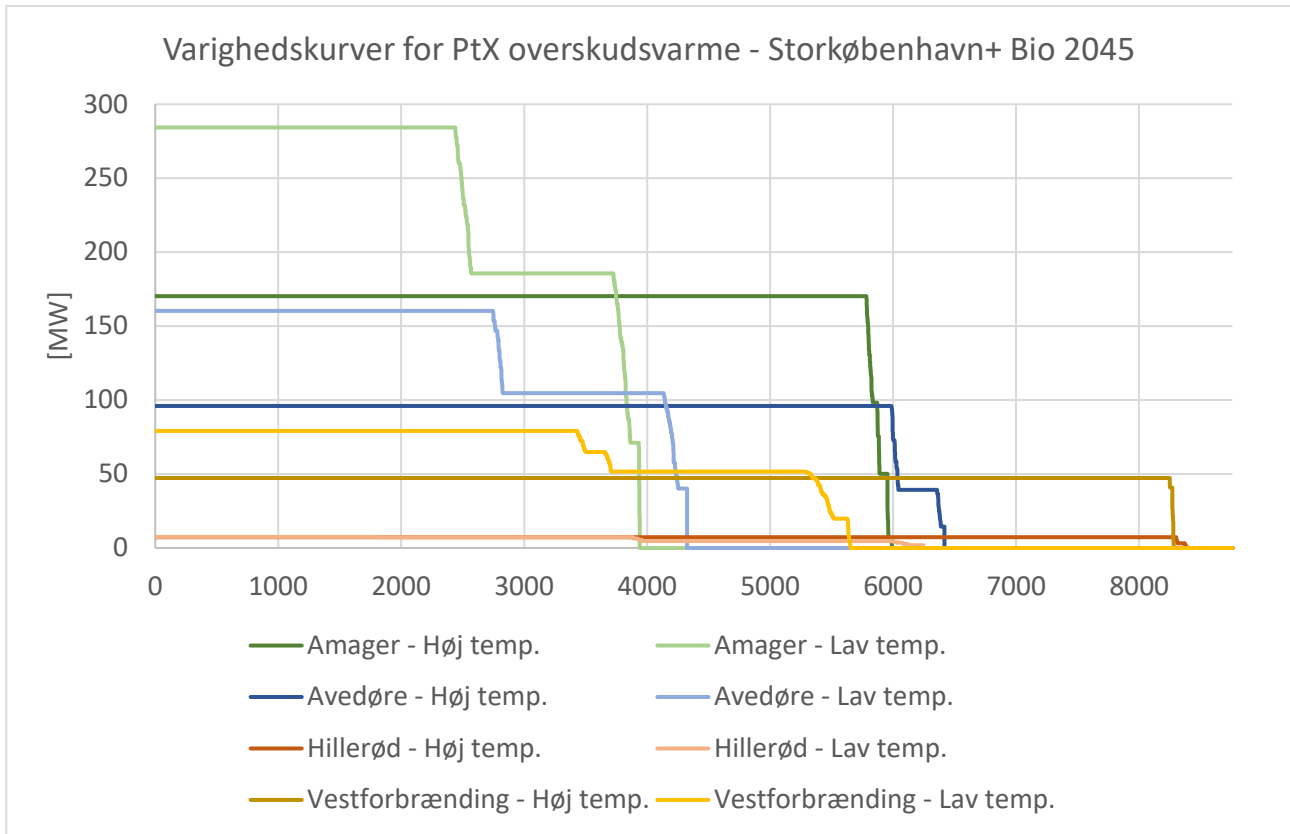
Figur 49 – Samlet fjernvarmeproduktion i Storkøbenhavn+ 2045-modeller. Til venstre ses resultaterne fra Bio-scenariet og til højre fra El+affald-scenariet. Der bruges flisforgasning i Hillerød-placeringen i begge scenarier samt i Avedøre-placeringen i El+affald-scenariet.

Af Figur 50 ses det, at der produceres mere overskudsvarme, end der udnyttes ved alle placeringerne, især ved Amager i Bio-scenariet, hvor 52% af den producerede overskudsvarme ikke udnyttes i fjernvarmesystemet. I El+affald-scenariet er det kun 34%, der ikke kan udnyttes, hvilket skyldes, at Amagerværket er fjernet i El+affald-scenariet. Ved placeringen ved Avedøre er det 32% i Bio-scenariet og 8% i El+affald-scenariet, som ikke udnyttes. Ved Vestforbrænding er det 33-34%, som ikke udnyttes i begge scenarier. Ved placering i Hillerød er det kun omkring 2%, der ikke udnyttes til fjernvarme. En udbygning af fjernvarmenettet fra disse placeringer vil kunne øge udnyttelsen af overskudsvarmen, hvilket dog ikke er analyseret nærmere her.



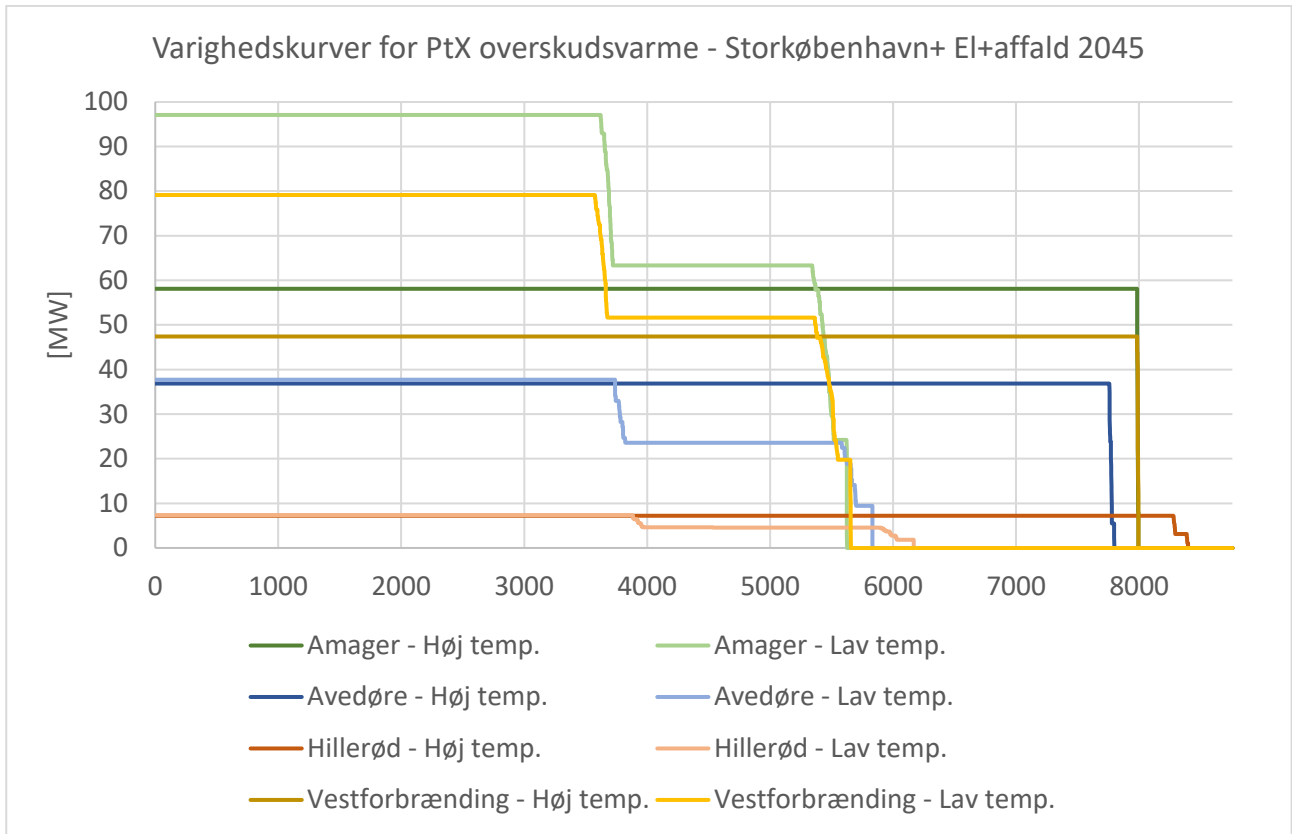
Figur 50 – Overskudsvarme fra PtX-anlæg afhængig af placering i Storkøbenhavn+ 2045-modeller. Opdelt i udnyttet til fjernvarme og ikke udnyttet til fjernvarme. Til venstre ses resultaterne fra Bio scenariet og til højre fra El+affald-scenariet.

Figur 51 viser varighedskurver for driften af VPerne, der bruges til at udnytte overskudsvarmen fra PtX for Storkøbenhavn+-modellen med Bio-scenariet i 2045. Der ses samme tendens som ved 2030-scenariene, nemlig at der findes en mere stabil drift af VPen, som udnytter overskudsvarmen fra metanolreaktoren og carbon capture-anlægget grundet den højere overskudsvarmetemperatur og mere stabile drift af især metanolreaktoren. Det ses også, at ved de placeringer, hvor der er meget overskudsvarme, drives VPerne til udnyttelse af overskudsvarmen færre timer i fuld last. Således er der flest timer med fuld last ved placeringen i Hillerød og færrest ved placeringen ved Amager. Dog kan det også ses, at alle VPerne drives mere ved fuld last i 2045 Bio-scenariet end i 2030 Bio-scenariet.



Figur 51 – Varighedskurver for udnyttelse af overskudsvarme afhængig af placering i Storkøbenhavn+ 2045 Bio-scenarie-modeller. Opdelt i høj temperatur (metanol reaktor og Carbon capture/flisforgasning) og lav temperatur (elektrolyse).

Figur 52 viser varighedskurver for driften af VPerne, der bruges til at udnytte overskudsvarmen fra PtX for Storkøbenhavn+-modellen med El+affald-scenariet i 2045. Her ses det, at alle VPerne til udnyttelse af overskudsvarme opnår flere timer i fuld last, sammenlignet med Bio-scenariet. Dette skyldes delvist, at alle PtX-anlæggene drives via enheder, som har en flad produktionsprofil, da placeringerne ved Amager og Vestforbrænding er baseret på affaldsforbrænding, og at placeringerne ved Avedøre og Hillerød er baseret på flisforgasning.



Figur 52 – Varighedskurver for udnyttelse af overskudsvarme afhængig af placering i Storkøbenhavn+ 2045 EI+affald-scenarie-modeller. Opdelt i høj temperatur (metanol reaktor og carbon capture/flisforgasning) og lav temperatur (elektrolyse).

5 Litteraturliste

- [1] Klima- Energi- og Forsyningsministeriet. Regeringens strategi for Power-to-X. 2021.
- [2] Klima- Energi- og Forsyningsministeriet. Aftale; Udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer (Power-to-X strategi). 2022.
- [3] Klima- Energi og Forsyningsministeriet. Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022 - Et grønnere og sikrere Danmark - Danmark kan mere II. 2022.
- [4] Brintbranchen. Brintprojekter i Danmark n.d.
- [5] Brintbranchen. Danske brintprojekter: Projektpartnere og forventet elektrolysekapacitet i 2030 2022. <https://brintbranchen.dk/danske-brintprojekter/> (accessed May 17, 2022).
- [6] Ørsted A/S. Leading Danish companies join forces on an ambitious sustainable fuel project 2020. <https://orsted.com/en/media/news/2020/05/485023045545315> (accessed December 20, 2023).
- [7] Collins L. Global green-hydrogen pipeline exceeds 250GW — here's the 27 largest gigawatt-scale projects. RECHARGE 2020. <https://www.rechargenews.com/energy-transition/global-green-hydrogen-pipeline-exceeds-250gw-heres-the-27-largest-gigawatt-scale-projects/2-1-933755> (accessed December 20, 2023).
- [8] Bioenergy International. Haldor Topsoe joins ambitious sustainable e-fuel project in Denmark 2020. <https://bioenergyinternational.com/haldor-topsoe-joins-ambitious-sustainable-e-fuel-project-in-denmark/> (accessed December 20, 2023).
- [9] H2RES n.d. <https://h2res.dk/> (accessed December 20, 2023).
- [10] Port of Roenne A/S. Konsortium ønsker at gøre Bornholm til en grøn tankstation til skibsfart. Via Ritzau 2021. <https://via.ritzau.dk/pressemeddelelse/13624067/konsortium-onsker-at-gore-bornholm-til-en-gron-tankstation-til-skibsfart?publisherId=11536908> (accessed December 20, 2023).
- [11] Plechinger M. Sydsjællændere vil bygge milliardstort biobrændselsanlæg. EnergiWatch 2021.
- [12] Advisory Board for PtX/CCU og CCS. Anbefalinger til strategi for PtX og CCU. 2021.
- [13] Lindqvist A. Dansk PtX-projekt kan overhale alle: Vil lave 68 mio. liter e-jetfuel årligt fra 2025. ING 2022.
- [14] Navntoft A. Sjællandsk gods allierer sig med Siemens Gamesa om Power-to-X-anlæg. ING/GRIDTECH 2022.
- [15] Energy Cluster Denmark. Five companies in Zealand want to make green fuels cheaper 2023. <https://www.energycluster.dk/en/five-companies-in-zealand-want-to-make-green-fuels-cheaper-2/> (accessed December 20, 2023).
- [16] Ørsted. Ørsted plans carbon capture at Avedøre Power Station as part of the Green Fuels for Denmark project 2022. <https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2021/06/857452362384936> (accessed May 18, 2022).

- [17] Ørsted. Partnership behind “Green Fuels for Denmark” accelerates project and investigates production of green jet fuel by 2025 2022. <https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2022/02/20220204476711#:~:text='Green%20Fuels%20for%20Denmark'%20can,three%20years%20ahead%20of%20schedule>. (accessed May 18, 2022).
- [18] Port of Rønne. Consortium wants to make Bornholm a green filling station for shipping 2021. <https://portofroenne.com/press/2021/6/14/consortium-wants-to-make-bornholm-a-green-filling-station-for-shipping> (accessed May 18, 2022).
- [19] Dansk Fjernvarme, Grøn Energi, COWI, TVIS. Power-to-X og fjernvarme - Fjernvarme er nøglen til PtX-succes. 2022.
- [20] Energistyrelsen. Muligheder og udfordringer ved indpasning af storskala PtX i det danske elsystem. 2021.
- [21] Energistyrelsen. Klimaafteleanalyse 2 og 3. 2022.
- [22] Rambøll. Fremtidens fjernvarmeforsyning i Hovedstadsområdet 2050 - Delopgave 1E - Sektorkobling - PtX kobling. 2021.
- [23] Fredericaavisen. Danmarks første aftale om fjernvarme fra PtX 2021.
- [24] Mathiesen BV, Lund H, Nielsen S, Sorknæs P, Moreno D, Thellufsen JZ. Varmeplan Danmark 2021 - En Klimaneutral Varmeforsyning (Heat Plan Denmark 2021). Aalborg, Denmark: 2021.
- [25] Energistyrelsen, Energinet. Technology Data – Renewable fuels. 2023.
- [26] Mezzera F, Fattori F, Dénarié A, Motta M. Waste-heat utilization potential in a hydrogen-based energy system - An exploratory focus on Italy. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* 2021;31:95–108. <https://doi.org/10.5278/IJSEPM.6292>.
- [27] Dansk Fjernvarme, Grøn Energi, COWI, TVIS. Power-to-X og fjernvarme. 2022.
- [28] Hannula I. Co-production of synthetic fuels and district heat from biomass residues, carbon dioxide and electricity: Performance and cost analysis. *Biomass Bioenergy* 2015;74:26–46. <https://doi.org/10.1016/J.BIOMBIOE.2015.01.006>.
- [29] Rambøll. Fremtidens Fjernvarmeforsyning i Hovedstadsområdet 2050 - Delopgave 1E - Sektorkobling - PtX kobling. 2021.
- [30] Rambøll. Synergy study - Heat recovery from hydrogen production. 2021.
- [31] Energistyrelsen, Energinet. Technology Data – Carbon Capture, Transport and Storage. 2021.
- [32] Ea Energianalyse, PlanEnergi. Scenarier for udvikling af fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet mod 2050. 2021.
- [33] International Renewable Energy Agency. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. Abu Dhabi: 2020.
- [34] Simon Bourne. ITM Power plc Scaling PEM electrolysis to 100 MW. Youtube; 2017.
- [35] Noordende H van 't, Ripson P. Baseline design and total installed costs of a GW green hydrogen plant - State-of-the-art design and total installed capital costs. Amersfoort: 2020.

- [36] Filbert A. PTX-anlæg i Esbjerg får første tommel op. EnergiWatch 2021.
- [37] Green Hydrogen Systems. HyProvide A-Series - Produce your own hydrogen from renewable energy sources at the lowest cost possible. Kolding: 2021.
- [38] International Energy Agency. The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities. 2019.
- [39] Hydrogen Europe, Hydrogen Europe Research. Strategic Research and Innovation Agenda - Final Draft. 2020.
- [40] Copenhagen Infrastructure Partners. HØST PtX Esbjerg n.d. <https://hoestptxesbjerg.dk/> (accessed December 20, 2023).
- [41] Energistyrelsen. Punktkilder til CO₂ – potentialer for CCS og CCU - 2022-opdatering. København V: 2023.
- [42] Energistyrelsen. Energiproducenttællingen n.d. <https://ens.dk/service/statistik-data-noegletal-og-kort/data-oversigt-over-energisektoren> (accessed December 18, 2023).
- [43] Energistyrelsen. Standardfaktorer for brændværdier og CO₂-emissionsfaktorer til brug for rapporteringsåret 2021 (revideret 25-01-2022) 2022. <https://ens.dk/ansvarsomraader/co2-kvoter/stationaere-produktionsenheder/co2-rapportering-og-returnering> (accessed November 24, 2023).
- [44] Nielsen O-K, Winther M, Gyldenkærne S, Lyck E, Thomsen M, Hoffmann L, et al. Drivhusgasopgørelse på kommuneniveau. Beskrivelse af beregningsmetoder. Danmarks Miljøundersøgelser, Aarhus Universitet 2009.
- [45] European Environment Agency (EEA). European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR) 2022. <https://industry.eea.europa.eu/download> (accessed November 24, 2023).
- [46] Lund H, Mathiesen BV, Thellufsen JZ, Sorknæs P, Chang M, Kany MS, et al. IDAs Klimasvar 2045 – Sådan bliver vi klimaneutrale. Copenhagen: Ingeniørforeningen IDA; 2021.
- [47] Energinet, Dansk Energi. Kapacitetskort 2021 2021. www.kapacitetskort.dk.
- [48] Miljøstyrelsen. MiljøGIS 2023. <https://mst.dk/erhverv/tilskud-miljoeviden-og-data/data-og-databaser/miljoegis-data-om-natur-og-miljoe-paa-webkort> (accessed November 24, 2023).
- [49] Styrelsen for Dataforsyning og Infrastruktur. GeoDanmark 2022. <https://www.geodata-info.dk/srv/dan/catalog.search#/metadata/bb956279-01f7-4fc2-b84d-fe46f5942e70> (accessed November 24, 2023).
- [50] EMD International A/S. energyPRO n.d. <https://www.emd-international.com/energypro/> (accessed December 18, 2023).
- [51] Østergaard PA, Andersen AN, Sorknæs P. The business-economic energy system modelling tool energyPRO. Energy 2022;257:124792. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2022.124792>.
- [52] Energistyrelsen. Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner 2022. København V: 2022.
- [53] Ekspertgruppen for en Grøn skattereform. Ekspertgruppen for en grøn skattereform - 1. delrapport. 2022.

- [54] Skatteforvaltningen. Den juridiske vejledning 2023-2 n.d. <https://info.skat.dk/data.aspx?oid=124> (accessed December 18, 2023).
- [55] Energistyrelsen. Energieffektiviseringsordning for overskudsvarme (EFO) n.d. <https://ens.dk/efo> (accessed December 18, 2023).
- [56] Energinet. Energinets eltariffer n.d. <https://energinet.dk/el/elmarkedet/tariffer/aktuelle-tariffer/> (accessed December 18, 2023).
- [57] Radius. Tariffer og netabonnement n.d. <https://radiuselnet.dk/elnetkunder/tariffer-og-netabonnement/> (accessed December 18, 2023).
- [58] Energistyrelsen. Analyseforudsætninger til Energinet 2022. København: 2023.
- [59] Energistyrelsen, Energinet. Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation. 2022.
- [60] NOAA National Centers for Environmental Information. Climate Forecast System Version 2 (CFSv2) Operational Forecasts 2023. <https://www.ncei.noaa.gov/access/metadata/landing-page/bin/iso?id=gov.noaa.ncdc:C00877> (accessed February 23, 2024).
- [61] Dansk Fjernvarme. Solvarmedata.dk n.d. <https://solvarmedata.dk> (accessed December 18, 2023).
- [62] Pfeifroth U, Kothe S, Müller R, Trentmann J, Hollmann R, Fuchs P, et al. Surface Radiation Data Set - Heliosat (SARAH) - Edition 2 2017. https://doi.org/10.5676/EUM_SAF_CM/SARAH/V002.
- [63] Energistyrelsen. Klimastatus og -fremskrivning 2023. København: 2023.
- [64] Vestforbrænding, CTR, HOFOR, VEKS. Fremtidens fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet 2050 n.d. <https://varmeplanhovedstaden.dk> (accessed December 18, 2023).
- [65] Nord Pool. Nord Pool Remit UMM n.d. <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=nextweek> (accessed December 18, 2023).
- [66] Rambøll. Vestforbrænding Varmeplan 2030 Ver. 1. København: 2022.
- [67] Rambøll. Norfors udrulning af fjernvarme for Allerød Fjernvarme, Fredensborg Fjernvarme, Holte Fjernvarme, Nivå Fjernvarme og Norfors Fjernvarme. København: 2022.
- [68] Damgaard Rådgivende Ingeniører. Projektforslag vedrørende udbygning af fjernvarme i Egedal Kommune - Egedal Fjernvarme. Roskilde: 2023.
- [69] Ingeniør Huse A/S. Egedal Fjernvarme – Projektforslag for varmepumpeanlæg baseret på spildevand i Stenløse. 2021.
- [70] Niras. Projektforslag i henhold til Lov om Varmeforsyning - Etablering af ny 7,5 MW fliskedel med el-drevet varmepumpe og akkumuleringstank - Egedal Fjernvarme A/S. 2022.
- [71] Ingeniør Huse A/S. Projektforslag Gilleleje Elkedel. København: 2022.
- [72] COWI. Etablering af en 30 MW elkedel. Aarhus: 2022.
- [73] Halsnæs Kommune. Varmeplan 2022. 2022.

- [74] Dale Energi Aps, Hundested Varmeværk. Projektforslag for etablering af en 6 MW elektrisk varmepumpe samt udfasning af en eksisterende 8 MW gaskedel. 2020.
- [75] PlanEnergi. Projektforslag for etablering af ny produktion ved Jægerspris Kraftvarme A.m.b.a. 2022.
- [76] PlanEnergi. Etablering af Elkedel som spids og reserverlast ved Slagslunde Fjernvarme. 2022.