

Efter aftale med forpersonen for CTR's bestyrelse indkaldes der herved til bestyrelsesmøde i CTR

**26. marts 2026 kl. 08.00 – 10.00**

Følgende dagsorden foreslås:

Det bemærkes, at følgende skal 2. behandles:

- Pkt. 12, Lånoptagelse til årlige ordinære lån
- Pkt. 20, Udsættelse af tilbagekøbsklausul af spidslastcentral på Bellahøj (andenbehandling)

Vedtagelse kræver, at mindst 6 medlemmer stemmer for, jf. vedtægtens § 13 a og b.

Bestyrelsesmedlemmer, der ikke kan deltage, bedes derfor sikre, at deres suppleant deltager.

**Bestyrelsens dagsordenspunkter er inddelt i A- og B-punkter:**

**A-punkter – Medfører drøftelser**

**B-punkter – Godkendes forventelig uden drøftelser**

## **0. Godkendelse af Dagsorden**

### **A-Punkter:**

#### **1. CTR's strategi og 2035-mål for reduktion af biomasse**

- Bilag 1. Orientering  
Bilag 1.1. CTR's strategi – forankring

#### **2. Bestyrelsens forretningsorden**

- Bilag 2. Indstilling  
Bilag 2.1. Forretningsorden  
Bilag 2.2. Retningslinjer for beslutning om større anlægsprojekter

#### **3. Forsyning af Tårnby Forsynings udbygningsområde**

- Bilag 3. Indstilling  
Bilag 3.1. Oversigtskort

#### **4. Fortroligt**

#### **5. Fortroligt**

#### **6. Rammebevilling for anlægssager og immaterielle anlægsaktiver**

- Bilag 4. Indstilling – Rammebevilling for anlægssager og immaterielle anlægsaktiver  
Bilag 4.1. Redegørelse – Rammebevilling for anlægssager  
Bilag 4.1.1. Projektindstilling – Frederiksberg Varmecentral – Omstilling af to oliekedler til gaskedler – Igangsætning af projektering og udbud  
Bilag 4.2. Redegørelse – Rammebevilling for immaterielle anlægsaktiver

#### **7. Fortroligt**

- 8. **Overskudsvarme fra Kalundborg - drøftelse**
  - Bilag 5. Orientering
  - Bilag 5.1. Overskudsvarme til Sjælland – politisk afklaring
- 9. **Serviceeftersyn**
  - Bilag 6. Indstilling
  - Bilag 6.1. Observationer fra serviceeftersynet af CTR's afregningsmodel
  - Bilag 6.2. Ledelsesresumé - Serviceeftersyn af CTR's afregningsmodel
  - Bilag 6.3. Baggrundsrapport - Serviceeftersyn af CTR's afregningsmodel
- 10. **Regnskabsprognose 1 for 2026**
  - Bilag 7. Indstilling
  - Bilag 7.1. Redegørelse

### **B-Punkter:**

- 11. **Fortroligt**
- 12. **Lånoptagelse til årlige ordinære lån**
  - Bilag 8. Indstilling
  - Bilag 8.1. Oversigt over anlæg til lånoptagelse
- 13. **Ekstraordinært kvotesalg som følge af ny lovgivning**
  - Bilag 9. Indstilling
- 14. **Strategiske anlægsprojekter - status**
  - Bilag 10. Orientering
  - Bilag 10.1. Oversigtskort
  - Bilag 10.2. Orientering til bestyrelsen om Frederiksberg Varmecentral, nye elkedler og varmelager
- 15. **Årlig orientering om sociale klausuler, arbejdsklausuler og kædeansvar**
  - Bilag 11. Redegørelse om sociale klausuler, arbejdsklausuler og kædeansvar
- 16. **Årlig orientering om forbrugerpriser**
  - Bilag 12. Orientering om forbrugerpriser
  - Bilag 12.1. Orientering om forbrugerpriser 2025
  - Bilag 12.2. Sammenligning af forbrugerpriser 2026
- 17. **Fortroligt**
- 18. **Fortroligt**
- 19. **Orientering om status på lejeaftaler, grundkøb, servitutsager og flytning af installationer**
  - Bilag 13. Orientering
- 20. **Udsættelse af tilbagekøbsklausul af spidslastcentral på Bellahøj (andenbehandling)**
  - Bilag 14. Indstilling
- 21. **Referat fra sidste møde**
- 22. **Fortroligt materiale & presse**
- 23. **Eventuelt**
- 24. **Næste møde**

Næste møde er fastlagt til d. 21-05-2026 kl. 08.00-12.00.

## **25. Bestyrelsens egen tid**

Venlig hilsen  
Randi Skogstad

CTR's bestyrelsesmøde nr.:	2026/1	Dato:	12-03-2026
Bilag	1	J.nr.:	200206/118020
Til:	ORIENTERING	Til dagsordenens punkt	1
		Punkt	<input type="checkbox"/> A <input checked="" type="checkbox"/> J

## CTR'S STRATEGI – DRØFTELSE OG FORANKRING

Formålet med denne orientering er at give bestyrelsen indblik i CTR's strategiske arbejde med elektrificering af varmforsyningen og reduktion af biomasse over de kommende 10 år. Her gennemgås hvilke nye anlæg, der arbejdes med, og der sættes fokus på udfordringerne med elektrificeringen. Orienteringen skal sikre, at bestyrelsen har et fælles og oplyst grundlag for løbende stillingtagen og forstår konsekvenserne af strategien. Det indstilles, at bestyrelsen drøfter strategien og taler om, hvordan vi kan sikre den nødvendige politiske forankring i ejerkommunerne.

### STRATEGIENS FORMÅL

CTR's samlede strategi har til formål at sætte en retning for fremtidens varmforsyning og indeholder i dag mål om udfasning af fossile brændsler i CTR's egen spids- og reservelast samt mål for reduktion af biomasse. Med afsæt i målene arbejder CTR aktivt med udskiftning af spidslastenheder til fossilfri alternativer samtidig med, at strategien fungerer som en ramme, når der skal indgås nye varmekøbskontrakter, og når CTR indgår i samarbejder om at udvikle og etablere nye varmeproduktionsanlæg.

Det er vigtigt at understrege, at bestyrelsen løbende skal behandle initiativer for at nå den overordnede strategi, herunder bl.a. sikre tilstrækkelig kapacitet fra elbaseret produktion, inden der tages beslutning om reduktion af biomassekapacitet. Dette skal sikre, at vi ikke medvirker til at lukke biomassebaserede produktionsanlæg, før der er etableret tilstrækkelig elbaseret varmeproduktion.

### HVORDAN NÅS MÅLET OM AT REDUCERE BIOMASSEKAPACITETEN?

CTR har to konkrete målsætninger om at reducere afhængigheden af biomasse:

1. Reducere kapaciteten på biomasse med 25% i 2035
2. Reducere forbruget af biomasse med 25-50% i 2035

I det følgende fokuseres på kapacitetsmålsætningen. I hovedstadsområdet er der samlet ca. 1800 MW biomassekraftvarme, og rettighederne til denne kapacitet deles mellem varmeselskaberne gennem det, der kaldes 'trækningsret'. I dag har CTR trækningsret på 890 MW biomassekraftvarme. Målsætningen om at reducere biomassekapaciteten med 25 % betyder derfor, at der skal reduceres ca. 223 MW inden 2035. Det vil forventelig indebære følgende reduktion af CTR's trækningsretter:

- Lukning af Amagerværkets blok 1: **-104 MW**
- Reduceret effekt på AVV2<sup>1</sup> og ligelig deling af AVV2 med VEKS, når AVV1 lukker: **-85 MW**
- Reduktion af trækningsret på halmkedlen på AVV2<sup>2</sup>: **-42 MW**
- **Total trækningsret: -231 MW**

Dvs. en reduktion i trækningsretten på 231 MW i 2035, hvis ovenstående gennemføres. Når halmkedlen på AVV2 får etableret CO<sub>2</sub>-fangst i 2026 reduceres halmkedlens kapacitet, men CTR får i stedet 24 MW trækningsret på overskudsvarmen fra CO<sub>2</sub>-fangst anlægget (total effekt 48 MW).

<sup>1</sup> AVV2 = Avedøreværkets blok 2, AVV1 = Avedøreværkets blok 1

<sup>2</sup> Reduktion dækker både over en lavere effekt som følge af etablering af CO<sub>2</sub>-fangst og en ligelig deling af kapaciteten med VEKS, når AVV1 lukker.

Der skal derfor rundt regnet findes 200 MW ny kapacitet. Hvis Amagerværkets blok 1 og Avedøreværkets blok 1 begge lukker inden 2035 skal der indenfor det samlede system findes ca. 700 MW, der skal erstatte biomassen. Projekter i VEKS' område indgår ikke i tallene i denne sag.

## HVAD SKAL ERSTATTE BIOMASSEN?

Nedenfor er der vist en oversigt over varmepumpeprojekter i CTR/HOFORs områder, som CTR udvikler eller indgår i samarbejde med HOFOR om at udvikle og etablere.

Status	Navn	Beskrivelse	Kapacitet (MW)	Mulig trækingsret (MW)	Idrift (forventet)
Investeringen er besluttet	Herjedalgade	Spildevandsvarmepumpe til Amagerland	32		2027
	Kranparken	Havvandsvarmepumper til Østerbro/konverteringsnettet	24		2027
	Jernbanebyen	Til Valbynettet	4		2028
Sandsynlige projekter	AMQ	Havvandsvarmepumper ved Amagerværket til konverteringsnettet og/eller transmission	100-150	30-45	2032/2033
	SMC	Havvandsvarmepumper ved Svanemølleværket til Østerbro	50	25	2031
	HCV	Havvandsvarmepumper ved H.C. Ørsted Værket til Valby/konverteringsnettet	30	15	Ukendt
'Måske' sandsynlige projekter	Lynetten	Spildevandsvarmepumpe ved Lynetten til konverteringsnettet og/eller transmission	100	30	Ukendt
	Ydre Nordhavn	Havvandsvarmepumpe til konverteringsnettet	70-130		2033/2041
	Tårnby Datac.	Overskudsvarme til Tårnby	18	18	2030
	Bådhavngade	Havvandsvarmepumpe	10		
	Tårnby Geotermi	Geotermi	28	28	2033
	Gentofte	Geotermi til Gentofte + transmission	56	56	2033
	Tårnby luft-vand	Luft-vand varmepumper	16	16	2033
Mindre sandsynlige	Skovshoved	Havvandsvarmepumpe til Gentofte	32	32	2030
	Tinghøj	Drikkevandsvarmepumpe til Gladsaxe	10	10	
	Øvrige		10		
	<b>Total</b>		<b>590-700</b>	<b>270-285</b>	

Tabel 1. Oversigt over varmepumpe- og geotermiprojekter der arbejdes med i CTR/HOFOR. Opdelingen mellem sandsynlig, måske sandsynlig og mindre sandsynlig er en vurdering. Trækingsretten er en indikation, men vil være til forhandling. Bemærk: Der forventes ikke at blive etableret både geotermi og luft-vand varmepumper i Tårnby

Ovenstående oversigt viser projekter på samlet 586-696 MW ny kapacitet fra varmepumper og geotermi i CTR/HOFORs områder. Vi forventer, at CTR kan få trækingsret på en andel af den nye kapacitet (256-271 MW er angivet som indikation) – men det vil bero på konkrete forhandlinger med HOFOR. Foruden ovenstående overvejes også havvandsvarmepumper på Avedøresitet i VEKS' område, som CTR muligvis kan få trækingsret til. Pga. varierende teknisk og økonomisk modenhed er det ikke sandsynligt, at alle projekter gennemføres.

Foruden varmepumper og geotermi er der også planer om at etablere en hel del elkedler – op mod 800 MW inden 2035 i CTR/HOFORs områder. Elkedler fungerer både som spidslast og som fleksibel last, som producerer, når elpriserne er lave. I kombination med varmelagring kan elkedlerne reducere det 'klassiske' behov for grundlast, og derfor behøver den reducerede biomasseeffekt på 200 MW ikke nødvendigvis at blive erstattet 1:1 af varmepumper og geotermi, men kan erstattes af en kombination af varmepumper, geotermi, elkedler og varmelagring. Det er vigtigt, dels at ejerkommunerne understøtter dette ved at udpege arealer og sikre den fornødne myndighedsgodkendelse, dels at HOFOR, som bygger i København, lykkes med tilstrækkelig udbygning inden 2035, og at trækingsretten deles med CTR.

## HVILKE RISICI ER DER VED AT OMSTILLE TIL ELBASERET VARME?

Omstillingen af varmforsyningen til elbaserede produktionsanlæg indebærer en række risici:

- **Sårbarhed over for elsystemet:** Elektrificeret varmforsyningen vil være eksponeret for usikkerheder i elsystemet. Det omfatter både elforsyningsikkerhed og elnetbegrænsninger (se afsnit herunder), men også for udviklingen i elmarkedet og de fremtidige elpriser. I CTR undersøges konsekvenserne af elprisens udvikling grundigt inden investeringsbeslutninger.
- **Effektiviteten og rådighed:** Varmepumper baseret på luft og havvand har den laveste effektivitet og rådighed, når det er koldt. CTR indgår i samarbejde om udvikling af projekter, og her arbejdes der på at undersøge mulighederne for at reducere udetiden.
- **Arealer:** Det er en meget stor udfordring af finde flere ledige og billige arealer i hovedstadsområdet. I CTR samarbejder vi med kommunerne om at finde de nødvendige arealer – men vi kan se at der er brug for at arbejde mere med den politiske forankring.
- **Usikkerhed om fremtidige rammer:** Når varmepumpeprojekter i dag dimensioneres og projekteres, er der usikkerhed omkring antagelser om fremtidige forhold – fx lavere temperaturer i fjernvarmesystemet. CTR arbejder på at opstille konkrete mål for bl.a. fremtidens temperaturer i fjernvarmesystemet for at mindske usikkerheder.

## ELNETBEGRÆNSNINGER

Nye elbaserede varmeproduktionsanlæg møder i stigende grad væsentlige barrierer for tilslutning til elnettet. Ventetiden på tilslutning er lang – nogle gange mange år før der kan forventes fuld tilslutning og ofte uden vished om det præcise tilslutningstidspunkt. Projekterne kan derfor blive meget forsinkede, og ventetiderne udgør en betydelig investeringsrisiko for varmeselskaberne. Den grundlæggende udfordring er, at efterspørgslen efter tilslutning af ny kapacitet vokser markant hurtigere end udbygningen af kapaciteten i transmissions- og distributionsnettet. Udfordringen er blevet så stor, at Energinet fra 2. marts og ca. 3 måneder frem har sat alle sager om tilslutning på pause for at kunne skabe et overblik over konsekvenserne af den massive kø.

Som midlertidig løsning kan anlæg tilsluttes med det, der kaldes begrænset netadgang. Det giver hurtigere adgang, men uden garanti for fuld effektlevering og med risiko for strømafbrydelser. Begrænset netadgang er i øjeblikket (før Energinets pause) den eneste mulighed for tilslutning af store anlæg i hovedstadsområdet. Udfordringen er, at rådigheden ikke kendes, og at hyppigheden af afbrud forventes at stige i fremtiden.

Fra 1. februar 2026 har Energinet indført en ny prioriteringsmodel, hvor projekter prioriteres efter modenhed (arealer sikret, tidsplan mm.) i stedet for først-til-mølle. Formålet er at undgå, at umodne projekter blokerer køen, men det betyder også, at mange projekter ryger længere tilbage, og det ændrer ikke ved det grundlæggende behov for omfattende netudbygning. CTR vurderer løbende risikoen for forsinkelse på eltilslutningen. I den alleryderste konsekvens kan manglende elkapacitet betyde, at vi skal se ind i levetidsforlængelse af kraftværksblokkene.

## STRATEGIENS POLITISKE FORANKRING I EJERKOMMUNERNE

Da strategien ikke kan udmøntes uden et tæt samarbejde med CTR's ejerkommuner, er der brug for, at strategien er godt forankret i både forvaltning og på politisk niveau i ejerkommunerne. Strategien om at elektrificere biomassevarmen kræver udbygning af lokal produktion, som det er nødvendigt, at ejerkommunerne tager aktivt ansvar for. Samtidig er det afgørende, at CTR i god tid tydeligt melder ud, hvad ejerkommunerne forventes at bidrage med og involveres i for at sikre succes. Der lægges derfor op til en drøftelse af dette med bestyrelsen.

## BILAG

Nr. 1.1 Præsentation: CTR's strategi – forankring

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag 1.1

J.nr.: 200206/118110

Til dagsordenens punkt

1

Til: ORIENTERING

Punkt  A

Web  J

---

CTR'S STRATEGI - FORANKRING

# CTR's strategi – forankring BE26-1



# CTR's strategi og målsætning om biomassereduktion

# CTR's strategi

- CTR's strategi har til formål at sætte en retning for fremtidens fjernvarmeforsyning
- I dag indeholder strategien:
  - ✓ mål om udfasning af fossile brændsler i CTR's egen spids- og reservelast i 2030
  - ✓ mål for reduktion af biomasse frem mod 2035
- CTR arbejder aktivt på at erstatte fossile brændsler og biomasse med nye anlæg – en opgave, der kræver udvikling og modning af mange anlæg samtidig
- Der lukkes ikke biomassebaserede produktionsanlæg, før vi har sikkerhed for at der etableres tilstrækkelig elbaseret varmeproduktion
- Det er vigtigt, at bestyrelsen løbende behandler initiativer for at nå den overordnede strategi

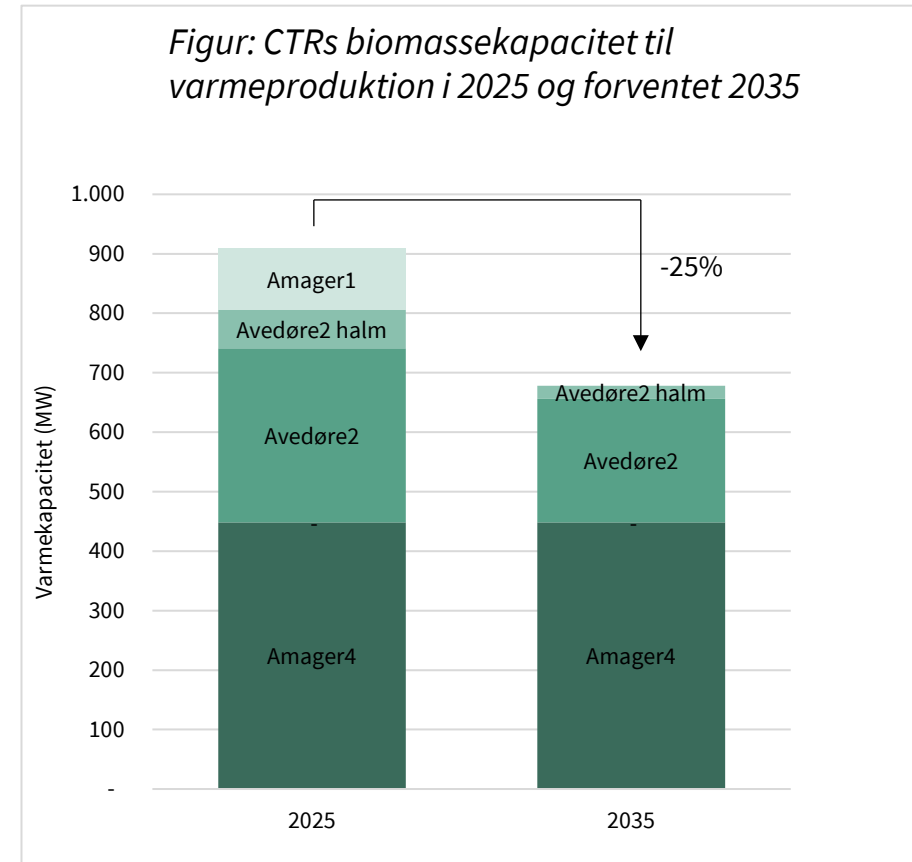
# Biomassereduktion frem til 2035

Målsætning: Reducere kapaciteten på biomasse med 25% i 2035

I dag har CTR trækingsret på 890 varme fra biomasse. For at nå målet i 2035 vil følgende tiltag være nødvendige at reducere ca. 223 MW ved følgende:

- Amagerværkets blok 1 lukkes: **-104 MW**
- Reduceret effekt på Avedøre2: **-85 MW**
- Reduktion af halmkedlen på Avedøre2: **-42 MW**
- **Total trækingsret på biomasse: -231 MW**
- Ny trækingsret på fra CO<sub>2</sub>-fangst på halmkedlen: +24 MW

**Behov for ny trækingsret inden 2035: Ca. 200 MW (afrundet)**



# Ny grundlastkapacitet frem mod 2035 i CTR/HOFOR

Status	Navn	Beskrivelse	Kapacitet (MW)	Mulig trækingsret (MW)	Hvilket net?	Idriftsættelse (forventet)
Investering er besluttet	Herjedalsgade	Spildevandsvarmepumpe	32		Amagerland	2027
	Kranparken	Havvandsvarmepumper	24		Østerbro/ konverteringsnettet	2027
	Jernbanebyen		4		Valby	2028
Sandsynlige projekter	AMQ	Havvandsvarmepumper ved Amagerværket	100-150	30-45	Konverteringsnettet og/eller transmission	2032/2033
	SMC	Havvandsvarmepumper ved Svanemølleværket	50	25	Østerbro	2031
	HCV	Havvandsvarmepumper ved H.C. Ørstedsværket	30	15	Valby/ konverteringsnettet	Ukendt
'Måske' sandsynlige projekter	Lynetten	Spildevandsvarmepumpe ved Lynetten	100	30	Konverteringsnettet og/eller transmission	Ukendt
	Ydre Nordhavn	Havvandsvarmepumpe	70-130		Konverteringsnettet	2033/2041
	Tårnby Datacenter	Overskudsvarme	18	18	Tårnby	2037
	Bådhavnsgade	Havvandsvarmepumpe	10			
	Tårnby Geotermi	Geotermi	28	28	Tårnby	2033
	Gentofte	Geotermi	56	56	Gentofte+transmission	2033
	Tårnby luft-vand	Luft-vand varmepumper	16	16	Tårnby	2033
Mindre sandsynlige	Skovshoved	Havvandsvarmepumpe	32	32	Gentofte	2030
	Øvrige		20	20		
	<b>Total</b>		<b>590-700</b>	<b>270-285</b>		

## Nye anlæg til erstatning af biomassen:

- Varmepumper, geotermi, elkedler og varmelagring udgør rygraden i fremtidens forsyning uden biomasse
- 600-700 MW nye elbaserede anlæg i spil frem mod 2035
- AVV-site til varmepumper undersøges
- CTR skal lykkes med at opnå trækingsret på ca. 200 MW af de nye anlæg

# Elnetbegrænsninger



# Presset på elnettet udgør en risiko for elektrificeringen af varmeforsyningen



**Usikre tidsplaner** Ventetiden på eltilslutning er lang og uden en præcis dato – det skaber stor usikkerhed. Pt. er alle tilslutninger på pause pga. højt pres på Energinet



**Københavnsområdet er særligt presset** I København er forbruget i hastig vækst og mulighederne for ny produktion begrænset. Det øger presset ind til København



**Afbrydelig tilslutning** Energinet tilbyder hurtigere og billigere tilslutning med afbrydelighed (begrænset netadgang). Produktet kan give mening for nogle anlæg herunder elkedler, men det giver ikke garanti for fuld effekt og indebærer risiko for udetid, når varmebehovet er stort

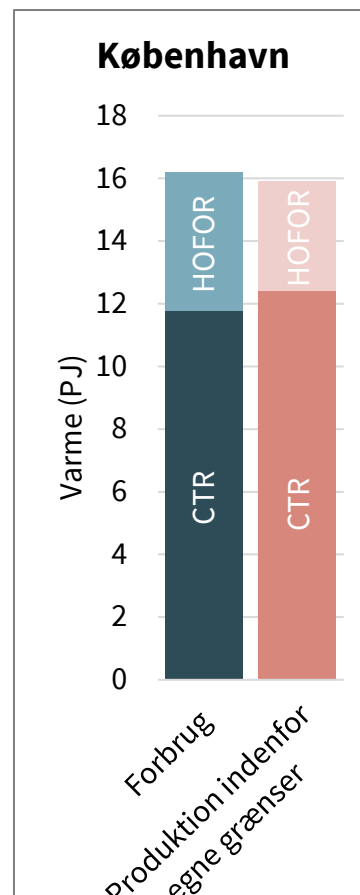
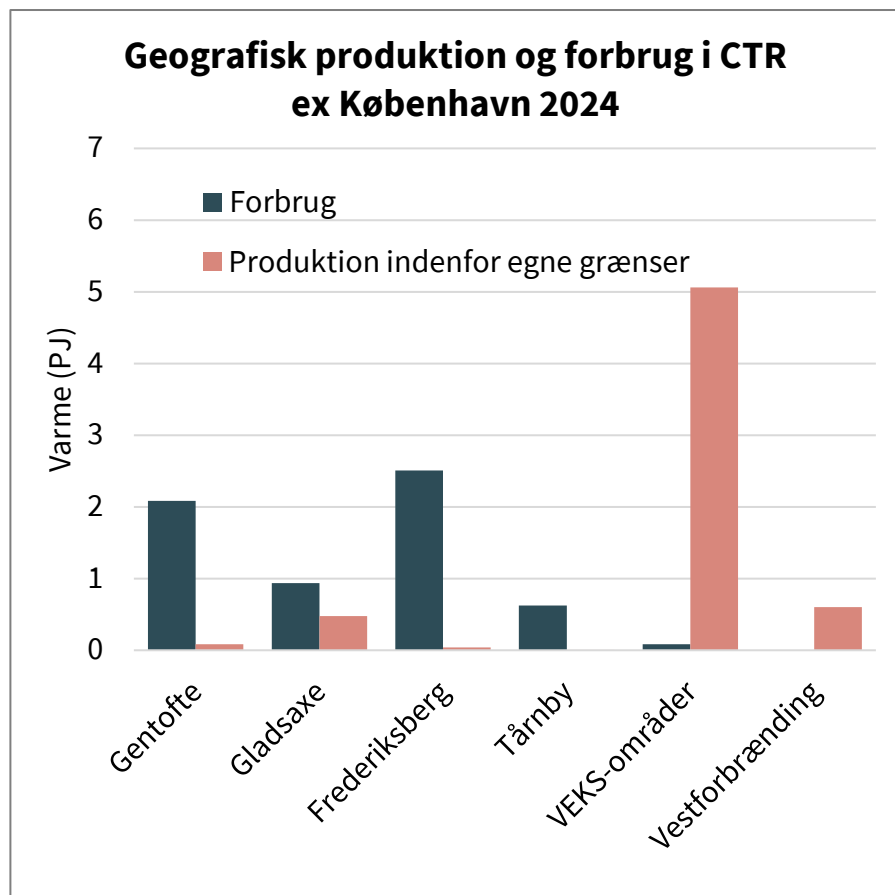


**Ny prioriteringsmodel** Energinet har ændret systemet, så udviklede projekter kan komme længere frem i køen. Det ændrer imidlertid ikke kapacitetsmanglen – langsigtet netudbygning er afgørende for strategiens realisering

# Politisk forankring



# Import/eksport af varme



- I dag produceres størstedelen af varmen til CTR's ejerkommuner i København eller importeres fra produktion placeret i VEKS' områder
- Københavns forbrug og produktion balancerer, mens de øvrige kommuner importerer størstedelen af varmen (Gladsaxe er ca. halv-halv)
- Elektrificering kræver mere lokal produktion for at give den største værdi

Bemærk: Produktion fra VEKS-områder og Vestforbrænding angiver import fra VEKS-områder og Vestforbrænding geografisk til CTR/HOFOR-områder

# Politisk forankring i CTR's ejerkommuner

Udmøntning af CTR's strategi kræver tæt samarbejde og politisk forankring i kommunerne, så vi kan sikre at der bliver plads til nye anlæg i hele CTR's geografi

**Til drøftelse: Hvordan sikrer vi, at CTR's strategi om øget elektrificering realiseres og forankres politisk?**

Underspørgsmål:

- Identifikation af relevante fora og beslutningsniveauer – hvem skal involveres i kommunerne?
- Hvilke input er der behov for fra CTR's side til kommunerne?

# Strategiarbejdet 2026

# Strategidrøftelser 2026 (foreløbig)

<b>BE26-1</b> 26. marts	<b>BE26-2</b> 21. maj	<b>Seminar</b> tbd	<b>BE26-3</b> 30. september	<b>BE26-4</b> 3. december
<p><b>Program</b></p> <p><b>2035-mål:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Konkretisering af kapacitetsmål og konsekvens-vurdering</li><li>• Drøftelse af forudsætninger</li></ul> <p><b>Forankring:</b> Introduktion og drøftelse af behovet</p>	<p><b>Program:</b></p> <p><b>2035-mål:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Konkretisering af forbrugsmål</li><li>• Drøftelse af indsatser</li></ul> <p><b>Plan</b> for strategiarbejdet og hvilke indsatser der ønskes fokus på i 2026</p> <p><b>Forankring:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Til drøftelse: Involvering af kommunerne &amp; politisk forankring</li></ul>	<p><b>Program:</b></p> <p><b>Fossilfri fjernvarme</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Status og fremskrivning af produceret og indkøbt varme</li><li>• Nye formuleringer af fossilfri strategi – til vedtagelse</li></ul> <p><b>2050+ strategi for biomasse</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Oplæg + drøftelse</li></ul>	<p><b>Program:</b></p> <p><b>Opfølgning</b> på seminaret</p>	<p><b>Program:</b></p> <p><b>2050+ strategi for biomasse</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Indstilling om sigtelinjer</li></ul> <p><b>Puljepris:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Gennemgang af puljeprisens udvikling</li><li>• Betydende faktorer</li><li>• Til drøftelse: Sigtelinjer for puljeprisen?</li></ul> <p><b>Forankring:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Opfølgning og næste skridt</li></ul>

CTR's bestyrelsesmøde nr.:	2026/1	Dato:	12-03-2026
Bilag	2	J.nr.:	200206/118021
Til:	BESLUTNING	Til dagsordenens punkt	2
		Punkt	<input type="checkbox"/> A
		Web	<input type="checkbox"/> J

---

## BESTYRELSENS FORRETNINGSORDEN

Under dette dagsordenspunkt behandles CTR's forretningsorden for bestyrelsen. Forretningsordenen er central, fordi den fastlægger rammerne for bestyrelsens arbejde, beslutningskompetence og samarbejdet med direktionen. Forretningsordenen forelægges til godkendelse for at sikre, at den nye bestyrelse har et fælles og klart grundlag for sit arbejde.

CTR's retningslinjer for beslutning om større anlægsprojekter vedlægges til orientering, da de ligger til grund for bestemmelserne om anlægsprojekter i forretningsordenen.

### INDSTILLING

CTR's administration indstiller, at CTR's bestyrelse godkender,  
1. Forretningsorden for CTR's bestyrelse

### PROBLEMSTILLING

CTR har pr. 1. januar 2026 fået en ny bestyrelse. I den forbindelse forelægges den gældende forretningsorden for CTR's bestyrelse til bestyrelsens godkendelse, så de formelle rammer for bestyrelsens arbejde er tydelige for alle medlemmer fra starten af den nye bestyrelsesperiode.

Den gældende forretningsorden blev senest revideret og godkendt 19. marts 2024 og afspejler bl.a. de beslutningskompetencer, processer og ansvar, der er fastlagt i CTR's vedtægter. Forretningsordenen fastlægger de rammer, indenfor hvilke bestyrelsen træffer beslutninger om bl.a. strategi, økonomi, varmepriser, større anlægsprojekter, varmeaftaler, budgetter og regnskaber.

Til orientering vedlægges Retningslinjer for beslutning om større anlægsprojekter, som beskriver den projektmodel og de beslutningspunkter, der ligger til grund for de rammer om anlægsprojekter, som indgår i forretningsordenen.

### ORIENTERING

Forretningsordenen beskriver bestyrelsens ansvar og opgaver, herunder:

- Bestyrelsens overordnede ansvar for CTR's strategi, økonomi og organisering.
- Bestyrelsens beslutningskompetence i forhold til varmepris, Plangrundlag, regnskab, budget, anlægsprojekter og større aftaler.
- Grænsefladen mellem bestyrelse og direktion samt delegationslinjer, herunder økonomiske tærskler for, hvornår bestyrelsen skal godkende dispositioner (fx anlægsprojekter og immaterielle investeringer over 20 mio. kr.), og hvornår direktionen kan beslutte.
- Rammerne for bestyrelsesmøder, dagsordener, mødefrekvens, indkaldelse og protokol.

- Kontaktudvalgets rolle, herunder høringsforpligtelser i forbindelse med visse projekter og aftaler.

Forretningsordenen er opdateret i 2024 og vurderes fortsat tidssvarende.

### *Retningslinjer for beslutning om større anlægsprojekter*

De vedlagte retningslinjer beskriver CTR's projektmodel og de principper, der gælder for bestyrelsens behandling af anlægsprojekter i de forskellige faser:

- Idéfase – overordnet vurdering af mulige løsninger, risici og potentialer;
- Forprojekt – vurdering af forsynings sikkerhed, puljepris, CO<sub>2</sub>-påvirkning og virksomheds-/samfundsøkonomi på overslagsniveau.
- Projektering/udbud – detaljerede tekniske og økonomiske vurderinger, risikovurdering af løsninger og vurdering af udbudsresultat i forhold til budget.
- Udførelse – vurdering af, om projektet kan gennemføres inden for det afsatte budget og med den forudsatte effekt på forsynings sikkerhed, puljepris og CO<sub>2</sub>-belastning.

Retningslinjerne beskriver de krav til beslutningsgrundlag (herunder krav til risikovurdering), som ligger til grund for forretningsordenens bestemmelser om anlægsprojekter. Projekterne forelægges til bestyrelsens godkendelse ved hvert faseskift. Retningslinjerne er vedlagt til orientering.

### **POLITISK HANDLERUM**

Hvis bestyrelsen ikke ønsker at godkende den foreliggende forretningsorden, kan bestyrelsen i stedet igangsætte en revision af forretningsordenen.

### **ØKONOMI**

Sagen har ingen økonomiske konsekvenser.

### **BAGGRUND**

Forretningsordenen er CTR's centrale styringsdokument for bestyrelsens arbejde og afspejler CTR's vedtægter og de roller, der følger heraf. Den sikrer en veldefineret ansvarsfordeling og en klar kobling mellem bestyrelsens godkendelsesniveauer og CTR's projektmodel for anlægsprojekter, som er beskrevet i de vedlagte retningslinjer.

### **TIDLIGERE BESLUTNINGER**

Bestyrelsen har senest godkendt forretningsordenen d. 19-03-2024.

Kontaktudvalget har tiltrådt indstillingen 12-03-2025.

### **VIDERE PROCES**

Hvis bestyrelsen godkender forretningsordenen, bliver den udsendt til underskrift efter bestyrelsesmødet.

### **BILAG**

- Nr. 2.1 Bestyrelsens forretningsorden
- Nr. 2.2 Retningslinjer for beslutning om større anlægsprojekter

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag 2.1

J.nr.: 200206/118023

Til dagsordenens punkt

2

Til: ORIENTERING

Punkt  A

Web  J

---

## FORRETNINGSORDEN FOR BESTYRELSEN

## **FORRETNINGSORDEN FOR BESTYRELSEN FOR CENTRALKOMMUNERNES TRANSMISSIONSSELSKAB (CTR)**

### **1. BESTYRELSENS OPGAVER**

1.1. Bestyrelsen forestår i samarbejde med direktionen ledelsen af CTR. Bestyrelsen har ansvaret for interessentskabets overordnede strategi og økonomi og skal sørge for en forsvarlig organisation af interessentskabets virksomhed samt påse, at lovgivningens rammer og interessentskabets vedtægter herunder formål efterleves.

1.2. Alle beslutninger af overordnet strategisk karakter træffes af bestyrelsen.

1.3. Beslutninger om følgende forhold vedtages af bestyrelsen i overensstemmelse med vedtægternes § 13 og § 14:

- Erhvervelse, afhændelse eller pantsætning af fast ejendom
- Optagelse af lån og påtagelse af garantiforpligtelser
- Etablering af samarbejde med andre selskaber inden for energiområdet
- Vedtagelse af udbygningsplan samt væsentlige ændringer heraf
- Ændring af interne afregningsprincipper, herunder puljeprincippet
- Forhøjelse af det kapitalgrundlag som stilles til rådighed af interessenterne
- Delejerskab af et eller flere anlæg for produktion af geotermisk energi
- Optagelse af nye deltagere i interessentskabet samt vilkårene herfor
- Interessenters udtræden
- Vedtægtsændringer

1.4. Endvidere varetager bestyrelsen følgende opgaver:

- Godkendelse af regnskab
- Godkendelse af budget og budgetoverslag
- Godkendelse af tillægsbevillinger
- Indgåelse af leje- og leasingaftaler, som kan sidestilles med kommunale anlægsgaver
- Vedtagelse af Plangrundlag
- Fastsættelse af varmepris
- Beslutning om CO<sub>2</sub>-kvotepolitik

- Ansættelse af direktion
- Antagelse af revision

#### 1.5. Bestyrelsen godkender desuden

- Indgåelse af aftaler med varmeproducenter og varmeaftagere
- Anlægs- og renoveringsprojekter til over 20 mio. kr., jf. det af bestyrelsen godkendte planlægningsoverslag
- Immaterielle investeringer til over 20 mio. kr., som indgås under eksisterende varmeaftaler

Bestyrelsens godkendelse af varmeaftaler og større anlægsprojekter finder sted på baggrund af CTR's Plangrundlag, den forventede påvirkning på puljeprisen samt CTR's overordnede strategi.

1.6. Dispositioner, der ikke er omfattet af 1.1 - 1.5, men hvis værdi overstiger kr. 1.000.000, forelægges bestyrelsens forperson til godkendelse.

1.7. Bestyrelsen skal påse, at bogføringen og formueforvaltningen i interessentskabet kontrolleres på en efter interessentskabets forhold tilfredsstillende måde, herunder ved etablering og opretholdelse af en betryggende intern kontrol.

1.8. Alle øvrige opgaver end de, der fremgår af punkt 1.1 – 1.7 varetages af interessentskabets direktion.

## 2. REVISION

2.1. Bestyrelsen udpeger 1 eller 2 revisorer til at forestå revision af interessentskabets bogføring og årsregnskab. En valgt revisor skal være statsautoriseret eller registreret revisor. Interessentskabets revision skal være sagkyndig og uafhængig. Revisionen skal foretages efter udføres i overensstemmelse med god offentlig revisionskik.

2.2. Bestyrelsen kan pålægge revisionen at foretage særlige undersøgelser eller udvidelse af revisionens omfang. Sådanne undersøgelser (forvaltningsrevision) eller udvidelser af revisionen foretages efter særskilt aftale indgået mellem bestyrelsen og revisionen.

2.3. Revisionen deltager i det møde, hvor regnskabet forelægges bestyrelsen. På begæring af et medlem af bestyrelsen kan revisionen desuden med passende varsel gennem forpersonen tilkaldes til besvarelse af spørgsmål under bestyrelsesmøder i øvrigt.

### **3. BESTYRELSENS MØDER**

- 3.1. Direktionen er ansvarlig for, at der indkaldes til bestyrelsesmøder. Indkaldelsen foretages af direktionen på bestyrelsesforpersonens vegne.
- 3.2. Bestyrelsen skal holde møde med passende mellemrum og efter behov. Som minimum skal der afholdes to årlige møder.
- 3.3. Bestyrelsen skal herudover indkaldes, når et af bestyrelsens medlemmer eller direktionen ønsker det med et skriftligt motiveret forslag til dagsorden.
- 3.4. Et bestyrelsesmedlem kan 14 dage inden datoen for et ordinært bestyrelsesmøde, jf. pkt. 3.5., komme med forslag til dagsordenspunkter, der ønskes behandlet ved bestyrelsesmødet.
- 3.5. Bestyrelsesmøder indkaldes med mindst en uges varsel, medmindre helt særlige og uopsættelige omstændigheder kan begrunde et kortere varsel.  
Til hvert bestyrelsesmøde orienterer direktionen om interessentskabets virksomhed siden sidste bestyrelsesmøde. Skriftligt materiale skal som hovedregel tilgå bestyrelsens medlemmer senest en uge før mødet.
- 3.6. Bestyrelsens mødeplan for det kommende kalenderår godkendes på et bestyrelsesmøde i efteråret.
- 3.7. Ved forfald meddelt til direktionen senest 5 arbejdsdage før et bestyrelsesmødes afholdelse indkalder direktionen medlemmets personlige suppleant. Direktionen orienterer forpersonen om suppleringsmuligheder. Ved forfald, der erkendes senere end dette tidspunkt indkalder pågældende bestyrelsesmedlem selv sin suppleant.

### **4. FORPERSON OG NÆSTFORPERSON M.V.**

- 4.1. Bestyrelsen vælger af sin midte for 4-årige perioder følgende de kommunale valgperioder en forperson og en næstforperson. Disse valg skal hvert fjerde år foretages på det første bestyrelsesmøde efter, at der er sket nyvalg til bestyrelsen. I tilfælde af, at den valgte forperson eller næstforperson udtræder af bestyrelsen skal bestyrelsen konstituere sig således, at det eller de ledige hverv besættes. Den ny konstitution sker for den resterende mandatperiode.

4.2. Forpersonen eller i dennes fravær næstforpersonen leder bestyrelsens møder og træffer afgørelse om mødets praktiske afvikling og afstemningsform. I tilfælde af både forpersonen og næstforpersonens forfald udpeger bestyrelsen en mødeleder blandt de tilstedeværende.

## **5. BESLUTNINGER**

5.1. Hvert medlem af bestyrelsen har én stemme.

5.2. Beslutninger i bestyrelsen træffes med simpelt flertal bortset fra de beslutninger, der fremgår af punkt 1.3, jf. vedtægternes § 13 og § 14.

5.3. Bestyrelsen er beslutningsdygtig, når et flertal af medlemmerne eller suppleanter for de fraværende er til stede.

5.4. Bestyrelsen kan beslutte, at en afgørelse vedrørende de forhold, der er nævnt i punkt 1.3., jf. vedtægternes § 13 og § 14, træffes ved skriftlig votering. Frist for afgivelse af skriftlig stillingtagen fra det enkelte medlem skal være minimum 5 arbejdsdage regnet fra modtagelse af indstilling med eksplicit angivelse af afstemningstema.

## **6. VEDERLAG TIL BESTYRELSEN**

6.1. Bestyrelsesmedlemmer kan modtage vederlag for deres arbejde i overensstemmelse med de gældende regler og praksis om vederlag for deltagelse i bestyrelser for kommunale fællesskaber.

## **7. FASTE UDVALG**

7.1. Bestyrelsen har nedsat et Kontaktudvalg, som kan nedsætte andre udvalg.

7.2. Beslutninger, der træffes af direktionen vedrørende følgende forhold, forelægges til høring i Kontaktudvalget inden gennemførelse:

- Anlægs- og renoveringsprojekter, jf. det af bestyrelsen godkendte planlægningsoverlag, der strækker sig over mere end 1 år eller repræsenterer mellem 5 til 20 mio. kr.
- Procedure for risikoafdækning af tvangskørselsbidrag
- Immaterielle investeringer på 5 til 20 mio. kr., som indgås under eksisterende varmeaftaler og er i overensstemmelse med de af varmeaftalen fastlagte principper.

7.3. Er Kontaktudvalget uenig i en af direktionen foreslået beslutning efter punkt 7.2, forelægger direktionen spørgsmålet for bestyrelsen.

7.4. Beslutninger, der træffes af direktionen vedrørende følgende forhold, forelægges til orientering i Kontaktudvalget

- Forlængelse af eksisterende aftaler om varmekøb
- Allonger til eksisterende aftaler om varmekøb for så vidt disse fastholder hidtil fastlagte principper for omkostningsfordeling mellem producent og varmeaftager(e)
- Løbende status for CO<sub>2</sub>-kvoteforvaltning
- Risikoafdækning af tvangskørselsbidrag

## 8. FORHANDLINGSPROTOKOL

8.1. Direktionen drager omsorg for, at der føres protokol over stedfundne forhandlinger og beslutninger i bestyrelsen. Protokollen underskrives af bestyrelsens medlemmer.

## 9. TAVSHEDSPLIGT

9.1. Bestyrelsen kan pålægge hvert bestyrelsesmedlem tavshedspligt med hensyn til forhold, vedkommende erfarer i sin egenskab af medlem af bestyrelsen.

## 10. TILTRÆDELSE AF FORRETNINGSORDEN

10.1. Ved sin tiltræden gøres et nyt bestyrelsesmedlem bekendt med nærværende forretningsorden.

*København, den 30. maj 2012*

*Ændring af stk. 1.3, 1.4 og 2.1.*

_____	_____
Ayfer Baykal	Nils-Ole Heggland
_____	_____
Jakob Hougaard	Lisbeth Winther
_____	_____
Axel Lunddahl	Cheri-Mae Williamson
_____	_____
Jesper Schou Hansen	Lars Brandstrup Nielsen

*København, den 29. maj 2019*

*Ændring af stk. 1.4 og 7.2.*

_____	_____
Karina Vestergård Madsen	Fanny Broholm
_____	_____
Jan Salling Kristensen	Rasmus Steenberger
_____	_____
Flemming Brank	Karen Riis Kjølbbye
_____	_____
Jakob Skovgaard Koed	Allan S. Andersen

København, den 19. marts 2024

Ændring af stk. 1.4, 1.5 (nyt punkt). 1.6, 1.7, 1.8, 7.2

---

Line Barfod

---

Fasael Rehman,

---

Jan Salling Kristensen

---

Rasmus Steenberger

---

Emil Sloth Andersen

---

Karen Riis Kjølbye

---

Trine Henriksen

---

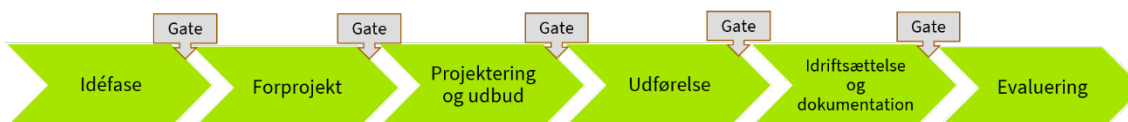
Allan S. Andersen

## RETNINGSLINJER FOR BESLUTNING OM STØRRE ANLÆGSPROJEKTER

Formålet med retningslinjerne er at sikre, at beslutningsgrundlaget er transparent og velbelyst for de større anlægsprojekter, som udgør en risiko i relation til CTR's strategi. Det vil derfor være en konkret vurdering, der foretages af direktionen, om anlægsprojekter af vedligeholdelsesmæssig karakter, herunder reinvesteringer eller levetidsforlængelser, vil være omfattet af retningslinjerne.

CTR's bestyrelse træffer konkret beslutning om anlægsprojekter, når bestyrelsen behandler projektindstillinger for de enkelte anlægsprojekter. De godkendte projektindstillinger indgår i det samlede planlægsoverslag (PO), der godkendes af CTR bestyrelse 2 gange årligt.

CTR behandler større anlægsprojekter efter følgende projektmodel;



De angivne "Gate" viser, hvornår CTR's bestyrelse skal træffe beslutning på baggrund af en projektindstilling. I projektindstillingen er det konkrete anlægsprojekt beskrevet, og der foreligger en indstilling om omfang og økonomi vedr. næste fase.

Tanken med projektmodellen er, at CTR bestyrelse træffer de relevante beslutninger, når der foreligger et oplyst grundlag med den relevante detaljering. Et velbelyst beslutningsgrundlag har klar kobling til CTR's strategi og er derfor behandlet i mht. forsyningssikkerhed, varmepris og CO<sub>2</sub>/Klima.

Opstart af idéfase i et projekt er initieret fra flere kilder. På dette tidspunkt er der få økonomiske forpligtelser og begrænset risiko, da der ikke udføres anlæg. Beslutningsgrundlaget vil derfor fokusere på muligheder, og hvad der bør undersøges for at bliver mere sikre på, at idéen bør behandles yderligere. Når der træffes beslutning om, at et projekt er i idéfase, optages dette på planlægningsoverslaget med et budget til de første undersøgelser.

Et anlægsprojekt, som efter idéfasen tyder på at være en attraktiv idé, vil blive undersøgt med et forprojekt. Vurderingen af om det er attraktiv belyses på et overordnet niveau med fokus på, om der er en risiko for forsyningssikkerhed. Det vil sige, enten at projektet kan øge risikoen eller reducere en kendt risiko. Projektets konsekvenser for varmepris (puljepris) belyses på et indledende og overlagsmæssigt niveau. Det estimeres ligeledes, om der kan forventes en påvirkning af CO<sub>2</sub>-belastningen fra fjernvarmesystemet i hovedstaden.

Viser forprojektet, at det vil være attraktivt (eller nødvendigt) at forsætte med anlægsprojektet, vil CTR's bestyrelse blive forelagt en indstilling om at igangsætte projektering/udbud. Denne indstilling indeholder, på baggrund af undersøgelser i forprojektet, en mere detaljeret vurdering af konsekvenser for forsyningssikkerheden. Dette omhandler både situationen, hvis projektet gennemføres, og hvad der vil ske, hvis det ikke gennemføres. Indstillingen er baseret på en risikovurdering af de tekniske løsninger og deres samspil med det eksisterende anlæg. Indstillingen redegør for effekten på varmepris (puljepris) og de samfundsøkonomiske konsekvenser af anlægsprojektet. Dette gøres efter modellerne for beregning af virksomheds- og samfundsøkonomi, jf. varmforsyningsloven. Det estimeres ligeledes, om der kan forventes en påvirkning af CO<sub>2</sub>-belastningen fra fjernvarmesystemet i hovedstaden.

Fasen projektering/udbud er afsluttet med et udbud af de væsentligste leverancer i anlægsprojektet i overensstemmelse med udbudsstrategien. Det samlede licitationsresultat vurderes i forhold til de estimerede anlægsoverslag inkl. de valgte risikovurderinger. I indstillingen til CTR's bestyrelse indgår en økonomiske vurdering af, om anlægsprojektet kan indeholdes indenfor det afsatte budget. Indstilling omfatter ligeledes en vurdering af, hvilken risiko gennemførelse af anlægsarbejdet vil have for forsyningssikkerheden, og hvordan gennemførelsen af selve anlægsarbejdet vil påvirke CO<sub>2</sub>-belastningen fra fjernvarmesystemet. Vurderes anlægsprojektet at være positivt på alle parametrene; forsyningssikkerhed, varmepris og CO<sub>2</sub>-belastning, vil indstilling anbefale, at anlægsprojektet udføres.

I nedenstående skema er opsummeret de enkelte faser og de elementer, der indgår i beslutningsgrundlag.

Beslutningspunkt jf. projektmodel	Indgå i PO (planlægningsoverslag) og idé-fase påbegyndes	Opstart fase: Forprojekt
Grundlag for beslutning findes i;	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CTR's Plangrundlaget</li> <li>- CTR's Vedligeholdelsesstrategier /Asset management</li> <li>- Myndighedsforhold/påbud</li> <li>- 3. parts anlægsarbejder</li> </ul>	Rapport fra idéfasen med sammenfattende beskrivelse  Businesscase <ul style="list-style-type: none"> <li>- Anlægsoverslag med risikotillæg</li> <li>- Nytte / effekt for puljepris</li> </ul>
Vurderes i forhold til forsyningssikkerhed	På overordnet niveau er behandlet om anlægget udgør en risiko for forsyningssikkerhed eller understøtter en identificeret risiko for forsyningssikkerhed.	På overordnet niveau er behandlet om anlægsprojektet udgør en risiko for forsyningssikkerhed eller understøtter en identificeret risiko for forsyningssikkerhed.
Vurderes i forhold til varmepris	På overordnet niveau er behandlet om anlægget medfører en øget, neutral eller reduceret puljepris.	På overordnet niveau er behandlet om anlægsprojektet medfører en øget, neutral eller reduceret puljepris.
Vurderes i forhold til CO <sub>2</sub> og klima	På overordnet niveau er behandlet om anlægget medfører en øget, neutral eller reduceret CO <sub>2</sub> -belastning (CTR/fjernvarme i hovedstaden).	På overordnet niveau er behandlet om anlægsprojektet medfører en øget, neutral eller reduceret CO <sub>2</sub> -belastning (CTR).

Beslutningspunkt jf. projektmodel	Opstart fase: Projektering, udbud	Opstart fase: Udførelse
Grundlag for beslutning findes i;	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Forprojekt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tilbud jf. udbudsplan</li> <li>- Projektplan for gennemførelse af anlægsprojekt</li> </ul>
Vurderes i forhold til forsyningssikkerhed	Det er undersøgt om; <ul style="list-style-type: none"> <li>- Anlægsprojektet vil skabe risiko for at andre anlæg falder ud eller får mindre stabil drift.</li> </ul>	Det er undersøgt om; <ul style="list-style-type: none"> <li>- Det er et anlægsarbejde, som i anlægsfasen, skaber risiko for, at andre anlæg falder ud eller får mindre stabil drift.</li> <li>- Det er et anlæg, som kan driftes/vedligeholdes, så selve anlægget eller det samlede anlæg ikke falder ud eller får mindre stabil drift.</li> </ul>
Vurderes i forhold til varmepris	Det er undersøgt om; <ul style="list-style-type: none"> <li>- Anlægsprojektet kan udføres indenfor det forudsatte anlægsoverslag.</li> </ul>	Det er undersøgt om; <ul style="list-style-type: none"> <li>- Anlægsprojektet kan udføres indenfor det forudsatte anlægsoverslag.</li> </ul>

	- Anlægget kan skabe den forudsatte nytte.	
<b>Vurderes i forhold til CO<sub>2</sub> og klima</b>	Det er undersøgt om; - Anlægget har den forudsatte effekt på CO <sub>2</sub> -belastningen (CTR) - Anlægsprojektet kan udføres med den forudsatte effekt på CO <sub>2</sub> -belastning (CTR)	Det er undersøgt om; - Anlægsprojektet kan udføres med den forudsatte effekt på CO <sub>2</sub> -belastning (CTR)

<b>CTR's bestyrelsesmøde nr.:</b>	<b>2026/1</b>	<b>Dato:</b>	<b>12-03-2026</b>
<b>Bilag</b>	<b>3</b>	<b>J.nr.:</b>	<b>200206/118026</b>
<b>Til:</b>	<b>BESLUTNING</b>	<b>Til dagsordenens punkt</b>	<b>3</b>
		<b>Punkt</b>	<input type="checkbox"/> <b>A</b>
		<b>Web</b>	<input type="checkbox"/> <b>J</b>

## FORSYNING AF TÅRNBY FORSYNINGS UDBYGNINGSOMRÅDER

Bestyrelsen skal træffe beslutning om, hvilke anlæg der skal understøtte CTR's forsyning af de godkendte udbygningsområder i Tårnby. Sagen fremlægges på baggrund af idéfase/forundersøgelsesrapport og sætter retning for de videre undersøgelser og konsekvensvurderinger.

### INDSTILLING

CTR's administration indstiller, at CTR's bestyrelse godkender,

1. At CTR igangsætter forprojekt og myndighedsbehandling for udbygning af fjernvarme i Tårnby Kommune omfattende;
  - a. Elkedel på 50 MW med tilhørende varmelager
  - b. Forundersøgelser for kobling af geotermi med forventet effekt på ca. 30 MW,
  - c. Reservation af plads til mulig luft-vand varmepumpe på ca. 16 MW
2. At arbejdet med forprojektet og myndighedsbehandling finansieres af den eksisterende bevilling på 10 mio. kr.

### PROBLEMSTILLING

CTR har gennemført idéfase for en ny energicentral i Tårnby, og bestyrelsen skal nu beslutte, hvilke mulige løsninger, der skal arbejdes videre med i et egentligt forprojekt, så der kan sikres en elbaseret og sikker fjernvarmeforsyning af Tårnby Forsynings udbygningsområder. Behovet er konkretiseret i Tårnby Forsynings godkendte projektforslag. CTR forventer at skulle forsyne udbygningsområdet med ny grundlast fra 2029. Frem til dette tidspunkt vil forsyningen fra CTR's transmissionsledning via eksisterende vekslersstation Syrefabriksvej (SYW) være et tilstrækkeligt grundlag.

### LØSNING/VURDERING

CTR og Tårnby Forsyning har med hjælp fra rådgiver (Ingeniør Huse) vurderet, at det vil være den bedste løsning at basere udbygningen på geotermi (ca. 30 MW effekt), elkedel (ca. 50 MW effekt) med tilhørende varmelager og med mulighed for at aftage potentiel overskudsvarme fra et kommende datacenter. En energicentral, som udstyres med disse anlæg, vil sikre forsyning af udbygningsområderne og vil samtidig kunne medvirke til, at CTR kan reducere mængden af biomassebaseret varme i systemet.

Tårnby Kommune har reserveret en grund på Ugandavej til en kommende energicentral. Der er tale om en god lokalitet for elbaseret forsyning af Tårnby Forsynings kommende distributionsnet. Innargis tekniske undersøgelser viser desuden, at der er stort potentiale for geotermi på Ugandavej (jf. dagsordenens punkt 18 om status på forhandlingerne med Innargi). Der er således umiddelbart mulighed for at placere en varmepumpe (fx geotermi), elkedel og varmelager på arealet. I tilknytning til denne grund planlægger virksomheden Penta desuden at opføre et datacenter, hvorfra der er mulighed for at modtage overskudsvarme. CTR er i dialog med Penta om dette.

Hvis forprojektet (og aktuelle forhandlinger ned Innargi om geotermi) mod forventning skulle vise, at en aftale om geotermi ikke er tilstrækkeligt attraktiv ud fra en samlet betragtning af økonomi og forsyningssikkerhed, kan CTR anlægge en luft til vand varmepumpe (ca. 16 MW) på Ugandavej i stedet for et geotermianlæg. Derfor undersøges det også i forprojektet, om forudsætningerne for en luft til vand varmepumpe er til stede, samt hvilke gener det vil medføre for naboerne at anlægge en eventuel luft til vand varmepumpe.

Den foreslåede løsning kræver forsyning med stor el-effekt i størrelsesordenen 60 MW. Denne el-effekt er på nuværende tidspunkt ikke til rådighed på Ugandavej, og CTR er derfor i dialog med Radius/Energinet om udbygning af el-nettet. Tidsplanen for en mulig udbygning kendes endnu

ikke. Radius har oplyst, at de forventer at anlægget skal forsynes fra 132 kV transmissionsnettet og dermed kræver en nettilslutningstilladelse fra Energinet.

CTR sikrer forsyningsikkerhed ved at starte spids- og reservelast anlæg, hvis forsyningen fra de store kraftvarmeverker eller varmepumper svigter eller ikke er tilstrækkelig. Spids- og reservelastcentralen Københavns Lufthavn (KLC2) forsyner Tårnby distributionsnet. Kedlerne på centralen er oliekedler. Det er planen, at de indenfor en kortere årrække konverteres til gaskedler (elkedler vurderes ikke at være en mulighed). I området er ligeledes mindre gaskedler ejet af Københavns Lufthavn og Tårnby Kommune, der kan indgå som spids- og reservelast.

Tårnby Forsyning har desuden mindre anlæg under 5 MW (luft-vand varmepumpe, elkedel og varmelager), som vil indgå i den samlede forsyning.

I de tidligere arbejder er andre typer af varmepumper og lokaliteter undersøgt – herunder havvandsvarmepumpe, varmepumpe baseret på permanent grundvandssænkning, spildevandsvarmepumpe mm. Der er ikke fundet alternative løsninger, som i den nuværende situation er tilstrækkelig attraktive.

### **POLITISK HANDLERUM**

CTR har pligt til at sikre forsyning til kunderne i Tårnby. En del af de nye kunder i Tårnby er beliggende syd for Øresundsmotorvejen. Forsyning af disse kunder kan ikke ske med eksisterende varmeproduktion (baseret på biomasse og affald) ved forøgelse af kapaciteten over den eksisterende veksler, fordi motorvejen og jernbanen ligger som en fysisk barriere for transport af fjernvarme til de sydlige udbygningsområder.

Tårnby Forsyning anlægger i 2026/27 et fjernvarmerør med kapacitet på 20 MW over motorvejen/jernbanen. Dette skønnes at være den maksimale fysiske størrelse for et anlæg over/under motorvejen/jernbanen, og der vil ikke via denne forbindelse kunne transporteres tilstrækkelige mængder af varme til forsyning af de nye kunder.

Den fortsatte udbygning af fjernvarmeforsyningen i Tårnby er derfor afhængig af, at CTR kan levere decentral produktion i tilknytning til Tårnby Forsynings distributionsnet syd for motorvejen. Det er således ikke muligt at forsyne nye kunder syd for motorvejen med eksisterende kapacitet, og det politiske handlerum i denne sag vurderes derfor at være begrænset til at omhandle planerne for den nye energicentral og ikke, om der skal etableres en nye energicentral eller ej.

### **ØKONOMI**

Udbygning af fjernvarme skal være økonomisk attraktivt både på samfundsniveau og for CTR som selskab. Løsningen vedr. den nye energicentral på Ugandavej, skal derfor være rentabel efter de beregningsregler, der gælder jf. Varmeforsyningsloven. Det betyder, at CTR kun kan etablere energicentralen, hvis det kan dokumenteres, at anlægget er både samfundsmæssigt og selskabsøkonomisk det bedste valg, og at investeringen kan holdes inden for varmeprisen uden at belaste forbrugerne unødigt.

Anlægsoverslag for produktionsanlæggene og ændret design af det hydrauliske system vil blive analyseret som en del af CTR's forprojekt. Det forventes på nuværende tidspunkt, at den samlede anlægsinvestering for CTR vil være i størrelsesordenen 200 mio. kr. for elkedel, varmelager, bygninger og tilslutningsanlæg til distributionsnettet. En evt. luft-vand varmepumpe skønnes at koste yderligere ca. 170 mio. kr.

Geotermi finansieres af privat investor, hvor der skal indgås en varmeaftale med CTR efter gældende regler. Det samme er formentlig tilfældet for levering af overskudsvarme fra datacenter, men dette skal afklares i den videre proces med Penta.

I planlægsoverslaget PO26-1 indgår allerede en bevilling på 10 mio. kr. til forundersøgelser og myndighedsbehandling til forsyning af udbygningen med fjernvarme i Tårnby Kommune, som kan finansiere det videre forprojekt. Bestyrelsen skal således ikke med denne indstilling tage stilling til at frigive yderligere midler.

## **BAGGRUND**

Tårnby Forsyning er i gang med at udbygge distributionsnettet i Tårnby Kommune mhp. at muliggøre, at borgere og erhverv kan skifte fra individuelle gasfyr til fjernvarme. Udbygningen sker på baggrund af fire godkendte projektforslag, som til sammen vedrører ca. 8000 nye kunder. CTR har pligt til at sikre tilstrækkelig varme, så Tårnby Forsyning kan forsyne nye (og gamle) kunder i Tårnby.

Der er gennemført idéfase vedr. decentrale produktionsenheder i Tårnby Kommune. I idéfasen er der lagt vægt på, hvordan en optimal elbaseret forsyning kan sammensættes, ligesom der er lagt vægt på at undersøge, om nye produktionsenheder kan fortrænge biomasse og dermed understøtte CTR's mål om reduktion af biomassebaseret varme.

CTR's strategi for udfasning af fossil spids- og reservelast har desuden betydning for, hvilken løsning, der med fordel kan vælges. I Tårnby produceres varme på oliekedler på spids- og reservelastcentralen i Københavns Lufthavn (KLC2). Disse skal forventeligt konverteres til gaskedler. I Tårnby er en række mindre eksisterende produktionsenheder<sup>1</sup>, samt potentialer for eksterne leverandører af varme fra varmepumper - overskudsvarme og geotermi.

Udbygning med fjernvarme skal, jf. varmforsyningsloven, ske ved, at CTR udarbejder et projektforslag, som fremsendes til myndighedsbehandling i Tårnby Kommune.

## **TIDLIGERE BESLUTNINGER**

Bestyrelsen blev på bestyrelsesmødet den 1. oktober 2025 orienteret om, at Dragør Kommune havde taget beslutning om at aflyse de hidtidige planer om fjernvarmeudrulning i Dragør. Dermed blev planerne om en ny transmissionsledning til det sydlige Tårnby via Dragør skrinlagt. CTR og Tårnby Forsyning har i forlængelse heraf undersøgt, hvordan forsyning af nye kunder i Tårnby alene kan foregå.

Bestyrelsen tog på bestyrelsesmødet den 4. december 2025 beslutning om, at CTR skal færdigforhandle en rammeaftale om geotermi med Innargi.

## **TIDLIGERE BESLUTNINGER**

Kontaktudvalget tiltrådte indstillingen 12-03-2026

## **VIDERE PROCES**

Det forventes, at forprojekt og dialog med Tårnby Kommune om myndighedsbehandling mv. kan danne grundlag for, at bestyrelsen på mødet den 21. maj 2026 bliver forelagt et samlet materiale med anlægsoverslag og indstilling om rammebevilling til CTR's egne anlæg samt indstilling til beslutning vedr. geotermi.

CTR er i dialog med Radius/Energinet om tilslutning til elnettet. Radius/Energinet har endnu ikke oplyst hvornår, der kan forventes en kapacitet i elforsyning til Ugandavej, som er nødvendige for elbaserede løsninger.

## **BILAG**

Nr. 3.1           Oversigtskort

---

<sup>1</sup> Københavns Lufthavn ejer en varmecentral med gaskedler og Tårnby Forsyning ejer kollektive varmepumper.

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag 3.1

J.nr.: 200206/118027

Til dagsordenens punkt

3

Til: ORIENTERING

Punkt  A

Web  J

## OVERSIGTSKORT – FJERNVARMEANLÆG I TÅRNBY



### Eksisterende anlæg:

- SYW, Vekslersstation på Syrefabrikvej
- IRP, Pumpestation på Irlandsvej
- KLC2, Spidslastcentral ved Københavns Lufthavn

### Kommende anlæg:

- UGC, Energicentral på Ugandavej

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag

6

J.nr.: 200206/118038

Til dagsordenens punkt

6

Til:

BESLUTNING

Punkt  A

Web  J

## RAMMEBEVILLING FOR ANLÆGSSAGER OG IMMATERIELLE ANLÆGSAKTIVER

Investeringsbudgettet omhandler bevillinger til de investeringer, som skal afskrives over anlæggets levetid i modsætning til driftsomkostninger, som driftsføres det enkelte år. Bestyrelsen skal behandle investeringsbudgettet (kaldet planlægningsoverslaget) for CTR's egne anlægsprojekter og for investeringer i immaterielle anlægsaktiver. Investeringsbudgettet er baseret på konkrete projektindstillinger, som bestyrelsen har behandlet gennem årene.

### INDSTILLING

CTR's administration indstiller, at CTR's bestyrelse godkender;

1. Det reviderede planlægningsoverslag på 1.268 mio. kr.
2. Den reviderede ramme for immaterielle anlægsaktiver på 244 mio. kr.

### PROBLEMSTILLING/REDEGØRELSE

Perioden 2026 - 2029 er kendetegnet ved, at en stor del af anlægssporteføljen er projekter, der udspringer af CTR's forsyningsstrategi, herunder spids- og reservelaststrategien og mål for reduktion af biomasse.

Planlægningsoverslaget beskriver de materielle og immaterielle investeringer, der planlægges for de fortløbende 4 år. Materielle investeringer er investeringer i CTR's egne anlæg, fx rør, spidslast-anlæg, varmepumper osv. og immaterielle investeringer er investeringer i andres anlæg, hvor CTR bidrager med finansiering for at opnå rettigheder til varmen på favorable vilkår. Investeringsbudgettet er opdelt i to rammebevillinger, hhv. en rammebevilling for anlægssager jf. bilag 6.1 (vedr. materielle projekter, som CTR selv ejer), og en rammebevilling for de immaterielle aktiver jf. bilag 6.2 (vedr. investeringer i brugsrettigheder). Rammebevillingerne forelægges til bestyrelsens godkendelse to gange årligt.

Et anlægsprojekt kan gennemføres, når der er godkendt et budget. Projekter, som har et budget under 5 mio. kr., kan godkendes af direktionen. Projekter med et budget på mellem 5 og 20 mio. kr., eller med en varighed over et år, kan godkendes af direktionen, men skal forelægges til høring i kontaktudvalget inden gennemførelse. Projekter over 20 mio. kr. skal godkendes af bestyrelsen.

Når investeringen er foretaget, optræder beløbet som en del af CTR's afskrivningsgrundlag.

Immaterielle investeringer skal altid foretages på grundlag af en varmekøbsaftale, som er forelagt i både kontaktudvalget og bestyrelsen. Varmekøbsaftalerne giver mulighed for, at der kan foretages mindre investeringer indenfor rammerne af aftalerne. Disse konkrete investeringsaftaler kan, jf. bestyrelsens forretningsorden, godkendes af direktionen, samt for immaterielle investeringer mellem 5 og 20 mio. kr. efter høring i kontaktudvalget. Immaterielle investeringer til over 20 mio. kr. skal godkendes af bestyrelsen.

#### **Ad 1: Revideret planlægningsoverslag og igangsættelse/fortsættelse af specifikke projekter**

Planlægningsoverslag for CTR's egne anlægsprojekter har en samlet rammebevilling på 1.268 mio. kr. I rammebevillingen er ikke indeholdt nye projekter siden bestyrelsens sidste behandling.

CTR har i perioden 2016-2019 bygget elkedler på hhv. Gladsaxe Spidslastcentral (Transformervej) og Spidslastcentralen på Hagedornsvej i Gentofte. Disse skal ombygges for at kunne fungere optimalt i elmarkedet og bidrage med systemydelse til at balancere elnettet<sup>1</sup>. Der er afsat 500.000 kr. så der kan udarbejdes et forprojekt for dette arbejde.

<sup>1</sup> Energinet køber systemydelse fra elforbrugere mhp. at opretholde balancen i elnettet, så produktion og forbrug altid stemmer overens. Systemydelse sikrer en stabil frekvens på 50 Hz og spændingskvalitet, og er

CTR og Tårnby Forsyning arbejder sammen om udbygning af CTR's forsyning, så de nye fjernvarmekunder i Tårnby Kommune kan sikres elbaseret fjernvarme. Projektet behandles på bestyrelsesmødets punkt 3. I planlægningsoverslaget PO25-2 var afsat et budget på 10 mio. kr. til arbejdet med forprojekt og myndighedsbehandling. Efter udarbejdelse af forprojekt (som forventes afsluttet april 2026) kendes et kvalificeret anlægsoverslag. Der er ikke i forbindelse med behandling af PO26-1 indstillet rammebevillinger til de konkrete anlægsprojekter i Tårnby Kommune.

På Frederiksberg Varmecentral er udarbejdet forprojekt for omstilling af to oliekedler til gasfyrede kedler. I PO26-1 er indarbejdet 2 mio. kr. til projektering og udbud inkl. myndighedsbehandling. Projektindstillingen fremgår af bilag 6.1.1

I et enkelt projekt er rammebevillingen opskrevet med 1,6 mio. kr. med udgangspunkt i de aktuelle entreprenkontrakter. Tre projekter er teknisk idriftsat og sat til regnskabsmæssig aktivering, afsluttet eller stoppet, og fremgår derfor ikke længere af planlægningsoverslaget. Rådighedsbeløbet udgør ca. 2 % af planlægningsoverslaget, og giver direktionen grundlag for mindre justeringer i de enkelte bevillinger.

### **Ad 2: Revideret ramme for immaterielle anlægsaktiver**

Den reviderede ramme for immaterielle anlægsaktiver behandles i bilag 6.2. Der fremlægges i punkt 5 en projektindstilling for et nyt immaterielle investeringsprojekt til bestyrelsens godkendelse (reinvestering i kraner på Amagerværket). En række mindre immaterielle projekter, som er godkendt af direktionen siden oktober 2025 indenfor de gældende retningslinjer, indgår også i den reviderede rammebevilling.

### **POLITISK HANDLERUM**

Projektporteføljerne er et led i CTR's grønne omstilling af spids- og reservelast, udvikling af fjernvarmeforsyningen jf. CTR's strategi og samt opfyldelse af forsyningssikkerheden. Der er forventeligt projekter, som efter modning kan vurderes som mere eller mindre attraktive, og derfor vil hvert af projekterne blive forelagt individuelt i forbindelse med faseskift jf. CTR's projektmodel med indstilling om faseskift eller standsning.

### **ØKONOMI**

Rammen i dette planlægningsoverslag udgør 1.268 mio. kr., hvilket er et fald på 27 mio. kr. i forhold til seneste planlægningsoverslag PO26-1. Ændringerne skyldes mindre justeringer. Når der er fastlagt en løsning for forsyningen af de nye forbrugere i Tårnby Forsynings udbygningsområder, vil disse delprojekter blive optaget med nye rammebevillinger.

Opgørelsen over relevante immaterielle anlægsaktiver er blevet opdateret og udgør 243.673 mio. kr., hvilket svarer til en stigning på 63 mio. kr. Ændringerne skyldes igangsætning af nyt investeringsprojekt på Amagerværket Blok 4 vedr. nye kraner, som er behandlet i punkt 5. Herudover mindre justeringer af andre investeringsprojekter indenfor rammerne af de gældende aftaler om brugsrettigheder.

### **TIDLIGERE BESLUTNINGER**

Bestyrelsen godkendte den seneste revision af planlægningsoverslaget og rammen til immaterielle anlægsaktiver på bestyrelsesmøde 1. oktober 2025.

Den detaljerede opgørelse for CTR's egne anlægsaktiviteter, samt de konkrete projektindstillinger, som er angivet i punkt 3 og bilag 6.1 har været forelagt teknikerudvalget på mødet den 24. februar 2026. Teknikerudvalget har ikke haft bemærkninger til sagen. Rammen for immaterielle anlægsaktiver, som er angivet i bilag 6.2, bliver ikke forelagt for teknikerudvalget.

---

især nødvendigt, når vedvarende energi (sol/vind) svinger. Energinet køber således fleksibilitet fra store elforbrugere som fx fjernvarmeselskaber, fordi vi med kombinationen af elbaseret produktion (som elkedler) og varmelagre kan skruer op eller ned for vores elforbrug uden det påvirker mængden af varme i systemet. Dette er en kilde til indtægter, der kan holde varmepriisen nede/stabil.

Kontaktudvalget tiltrådte indstillingen 12-03-2026

**BILAG**

- Nr. 6.1 Redegørelse, Rammebevilling for anlægssager, revision af planlægningsoverslag
- Nr. 6.1.1 Projektindstilling – Frederiksberg Varmecentral – Omstilling af to oliekedler til gas-  
kedler – Igangsætning af projektering og udbud
- Nr. 6.2 Redegørelse, Rammebevilling for immaterielle anlægsaktiver

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-226

Bilag 6.1

J.nr.: 200206/118039

Til dagsordenens punkt

6

Til: REDEGØRELSE

Punkt

A

Web

J

## RAMMEBEVILLING FOR ANLÆGSSAGER

Denne redegørelse er et bilag til sagen om godkendelse af CTR's investeringsbudget (kaldet Planlægningsoverslaget). I bilaget uddybes forudsætningerne og der formidles et overblik, hvilket giver bestyrelsen mulighed for at stille uddybende spørgsmål til investeringsbudgettet.

### FORMÅL

CTR's planlægningsoverslag er investeringsbudgettet for de anlægsprojekter, som forventes gennemført de kommende 4 år. Nærværende anlægsbudget omfatter perioden 2026-2029.

### REDEGØRELSE

Den seneste revision af planlægningsoverslaget, med en ramme for anlægssager på 1.295 mio. kr., blev godkendt på bestyrelsesmødet den 1. oktober 2025. Rammen i dette planlægningsoverslag udgør 1.268 mio. kr.

Rammen for planlægningsoverslag er reduceret med netto 27,4 mio. kr. i forhold til seneste planlægningsoverslag.

	Difference mellem PO25-2 og PO26-1
Nye projekter	0,5
Eksisterende projekter – ny ramme	1,6
Afsluttede og udgåede projekter	-29,5
Justering af rådighedsbeløb	0
<b>Samlet revision af rammen</b>	<b>-27,4</b>

Tabel 1. Alle beløb er i mio. kr. løbende priser

### Begrundelse for ændringer

CTR's har i perioden 2016-2019 bygget elkedler på hhv. Gladsaxe Spidslastcentral (Transformervej) og Spidslastcentralen på Hagedornsvej i Gentofte. Disse skal ombygges for at kunne fungere optimalt i elmarkedet og bidrage med systemydelser til at balancere elnettet<sup>1</sup>. Der er afsat 500.000 kr. så der kan udarbejdes et forprojekt for dette arbejde.

CTR og Tårnby Forsyning arbejder sammen om udbygning af CTR's forsyning, så de nye fjernvarmekunder i Tårnby Kommune kan sikres elbaseret fjernvarme. Projektet er behandlet i punkt 3.

<sup>1</sup> Energinet køber systemydelser fra elforbrugere mhp. at opretholde balancen i elnettet, så produktion og forbrug altid stemmer overens. Systemydelser sikrer en stabil frekvens på 50 Hz og spændingskvalitet, og er især nødvendigt når vedvarende energi (sol/vind) svinger. Energinet køber således fleksibilitet fra store elforbrugere som fx fjernvarmeselskaber, fordi vi med kombinationen af elbaseret produktion (som elkedler) og varmelagre kan skruer op eller ned for vores elforbrug uden det påvirker mængden af varme i systemet. Dette er en kilde til indtægter, der kan holde varmepriisen nede/stabil.

I planlægningsoverslager PO25-2 var afsat et budget på 10 mio. kr. til arbejdet med forprojekt og myndighedsbehandling. Efter udarbejdelse af forprojekt (som forventes afsluttet april 2026) kendes et kvalificeret anlægsoverslag. Der er således ikke i forbindelse med behandling af PO26-1 indstillet rammebevillinger til de konkrete anlægsprojekter i Tårnby Kommune.

På Frederiksberg Varmecentral er udarbejdet forprojekt for omstilling af to oliekedler til gasfyrede kedler. I PO26-1 er indarbejdet 2 mio. kr. til projektering og udbud inkl. myndighedsbehandling. Projektindstillingen fremgår af bilag 6.1.1

I et enkelt projekt er rammebevillingen opskrevet med 1,6 mio. kr. udgangspunkt i de aktuelle entreprisekontrakter. Tre projekter er teknisk idriftsat og sat til regnskabsmæssig aktivering, afsluttet eller stoppet, og fremgår derfor ikke længere af planlægningsoverslaget. Rådighedsbeløbet udgør ca. 2 % af planlægningsoverslaget.

## BAGGRUND

### Indhold i Planlægningsoverslag

Planlægningsoverslagets projekter fordelt på hovedposter fremgår af tabel 2. Afhængig af hvilket hovedsystem de er en del af – fx ledninger under jorden eller SRO (Styring, Regulering og Overvågning), som er vores processtyringssystem, der bruges til at kontrollere, regulere og overvåge tekniske processer og automatiske anlæg.

	Afholdte omkostninger	Godkendt budget	Nyt PO 26-1	Gammelt PO 25-2	Difference PO 26-1 - PO 25-2
Grunde og bygninger	964	5.200	5.200	5.200	0
Ledninger	12.618	36.100	85.600	85.600	0
Produktionsanlæg	67.407	275.700	1.092.876	1.092.377	500
SRO	0	2.600	6.600	6.600	0
Stationer	8.682	40.600	47.100	45.500	1.600
Rådighedsbeløb	0	0	30.522	30.522	0
<b>Hovedtotal</b>	<b>89.670</b>	<b>362.200</b>	<b>1.267.898</b>	<b>1.265.799</b>	<b>-2.100</b>

Tabel 2. Alle beløb er i hele 1.000 kr. løbende priser.

Projekterne er ligeledes delt op efter deres formål.

**Driftssikkerhed** er projekter, der sikrer vores forsyningssikkerhed, hvilket kan være udskiftning af udgåede komponenter.

**Kapacitetsprojekter** gennemføres, når vores kunder har brug for mere kapacitet. Indeholdt her er også projekter, som er en del af den grønne omstilling.

**Lovpligtige projekter** gennemføres, når ny lovgivning kræver tekniske ændringer i CTR's anlæg. Nogle projekter drives af **omkostningsreduktion** fx planlagt forebyggende vedligeholdelse.

Endeligt er der projekter, som gennemføres af hensyn til **arbejds miljø og eksternt miljø**.

**Rådighedsbeløbet** er lagt ind til mindre ikke nærmere definerede projekter.

I tabel 3 er projekterne grupperet efter den primære begrundelse for at gennemføre projekterne.

	Afholdte omkostninger	Godkendt budget	Nyt PO 26-1	Gammelt PO 25-2	Difference PO 26-1 - PO 25-2
Driftssikkerhed	12.385	72.300	96.299	94.700	-1.599
Kapacitet	18.550	30.700	770.877	770.377	500
Lovpligtig	96	500	1.000	1.000	0
Omkostningsreduktion	761	1.500	114.000	114.000	0
Arbejds miljø Eksternt miljø	57.878	255.200	255.200	255.200	0
Rådighedsbeløb	0	0	30.522	30.522	0
<b>Hovedtotal</b>	<b>89.670</b>	<b>362.200</b>	<b>1.267.898</b>	<b>1.265.799</b>	<b>2.099</b>

Tabel 3. Alle beløb i hele 1.000 kr. løbende priser

En væsentlig del af projekterne, nemlig 60 % er motiveret i en bevarelse henholdsvis udvidelse af kapaciteten herunder opgradering af eksisterende produktionsanlæg. Indeholdt heri er også projekter, som er en del af den grønne omstilling for reduktion af anvendelse af biomasse og spids- og reservelaststrategien, som skal sikre, at olie udfases som brændsel.

Projekter, der er motiveret i driftssikkerhed, er bl.a. strækning 210 (Kystvejen, Amager) - udskiftning til præisolerede rør, strækning 165.15 (ved Julius Thomsens Plads) - udskiftning af rørstykke, samt udskiftning af hovedafspærringsventiler og kontraventiler. Omkostningen til projekter vedr. eksternt miljø vedrører udskiftning af olielederne på Frederiksberg Varmecentral.

#### Proces

Rammebevillingen forelægges for teknikerudvalget og behandles af kontaktudvalget, og forelægges derefter for bestyrelsen til godkendelse. Det sker to gange årligt på første og tredje møde. Rammebevillingen bruges til budgetmæssige formål, fx varmeprisen. Teknikerudvalget har den 24. februar 2026 behandlet rammebevillingen og havde ingen bemærkninger.

De enkelte anlægsprojekter behandles individuelt i konkrete projektindstillinger. Projektindstillingen indeholder forudsætningerne for anlægsprojektet i form af begrundelse for igangsætning, økonomi, tid, miljø mv. Projektindstillingerne forelægges for teknikerudvalget, og godkendes af kontaktudvalget og bestyrelsen. Direktionen kan jf. Forretningsordenen igangsætte projekter til en værdi under 3 mio. kr., hvis de er indeholdt i en allerede godkendt ramme. Projektindstillingerne forelægges til godkendelse ved væsentlige økonomiske beslutninger og altid ved faseskift jf. CTR's Projektmodel for anlægsprojekter.

#### Ordforklaring

Planlægningsoverslag	Ramme dækkende alle de anlægsprojekter, som vurderes som realistiske inden for den aktuelle investeringsperiode på 4 år.
Projekt	Budgetmæssig underopdeling af planlægningsoverslaget
Budget	Beløb der af Direktionen / KU / BE frigives fra planlægningsoverslaget til at gennemføre de forskellige projekter

Planlægningsoverslag PO26-1								
	Faktiske omk. primo 26	Godkendt budget 26-1 (t.kr.)	2026	2027	2028	2029	Ny PO 26-1	Gl. PO 25-2
<b>Grunde og bygninger</b>	<b>964</b>	<b>5.200</b>	<b>1.784</b>	<b>1.000</b>	<b>952</b>	<b>500</b>	<b>5.200</b>	<b>5.200</b>
094 Køb af grund og bygninger samt rettighedserhvervelser, Servi	548	4.000	1.000	1.000	952	0	4.000	4.000
154 Konvertering til Elbiler	416	1.200	784	0	0	0	1.200	1.200
<b>Ledninger</b>	<b>12.618</b>	<b>36.100</b>	<b>26.384</b>	<b>11.000</b>	<b>23.599</b>	<b>12.000</b>	<b>85.600</b>	<b>85.600</b>
113 Klimatilpasning	301	500	600	500	599	0	2.000	2.000
145 Strk 130.12_opgradering af ventilationsanlæg	1.944	2.600	656	0	0	0	2.600	2.600
151 Flowmålere udskiftning	0	500	3.000	10.000	5.000	0	18.000	18.000
158 Strk. 210_Udskiftning til prærør	0	0	0	0	18.000	12.000	30.000	30.000
159 Sydamerger_fjernvarmeudbygning (forprojekter)	9.064	10.000	936	0	0	0	10.000	10.000
161 Strk.165.15 Udskiftning af rørstykke	1.212	22.000	20.788	0	0	0	22.000	22.000
177 Ledningsomlægning som konsekvens af Metro M5	96	500	404	500	0	0	1.000	1.000
<b>Produktionsanlæg</b>	<b>67.407</b>	<b>277.700</b>	<b>107.479</b>	<b>290.514</b>	<b>319.557</b>	<b>307.919</b>	<b>1.092.876</b>	<b>1.092.377</b>
106 FVC_ombygning til grøn energi	57462	254.000	60.000	80.000	45.000	11.538	254.000	254.000
141 Gladsaxe 15 MW drikkevandsvarmepumpe	0	200	500	2.000	40.000	92.500	135.000	135.000
142 GLC_Varmeakkumulator	7.141	10.000	10.000	55.000	19.276	0	91.417	91.417
143 NYC_Varmeakkumulator	1.505	2.000	21.000	4.414	1.241	0	28.160	28.160
150 HGC_etablering af Economicer	0	0	500	6.000	5.500	0	12.000	12.000
160 Geotermi Interfaces	44	500	5.000	57.100	25.000	2.856	90.000	90.000
163 Gentofte 25 (35) MW havvandsvarmepumpe	775	5.000	2.000	10.000	155.000	182.225	350.000	350.000
175 Opgradering af eksisterende elkedler – GLC2	21	500	479	0	0	0	500	0
176 PHC_opgradering af kedelanlæg mv.	0	0	0	0	0	18.800	18.800	18.800
180 FVC - konvertering af 2 oliekedler til gaskedler	460	3.000	5.000	55.000	9.540	0	70.000	70.000
181 NYC - tillæg vedr. helhedsplan (konvertering+distribution)	0	1.000	1.000	18.000	19.000	0	38.000	38.000
182 KLC2 – konvertering fra olie til gas (forprojekt)	0	1.000	1.000	1.500	0	0	2.500	2.500
182 UVC – elkedel og VAK (forprojekt)	0	500	1.000	1.500	0	0	2.500	2.500
<b>Rådighedsbeløb</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30.522</b>	<b>30.522</b>	<b>30.522</b>
045 Rådighedsbeløb	0	0	0	0	0	30.522	30.522	30.522

Planlægningsoverslag PO26-1								
	Faktiske omk. primo 26	Godkendt budget 26-1 (t.kr.)	2026	2027	2028	2029	Ny PO 26-1	Gl. PO 25-2
<b>SRO</b>	<b>0</b>	<b>2.600</b>	<b>3.500</b>	<b>2.000</b>	<b>1.100</b>	<b>0</b>	<b>6.600</b>	<b>6.600</b>
102 Netværksudstyr	0	2.600	1.500	1.000	100	0	2.600	2.600
140 Opgradering af PLCer	0	0	2.000	1.000	1.000	0	4.000	4.000
<b>Stationer</b>	<b>8.682</b>	<b>40.600</b>	<b>15.842</b>	<b>14.582</b>	<b>7.994</b>	<b>0</b>	<b>47.100</b>	<b>45.500</b>
139 Udskiftning af mekaniske og styrede kontraventiler	7.397	14.000	5.603	1.000	0	0	14.000	14.000
155 NYC_udskiftning hovedtavle	0	2.100	500	1.600	0	0	2.100	2.100
168 Gennemførelse af trykholdstandard	18	500	1.000	5.982	0	0	7.000	7.000
171 Udskiftning af stationsafspærringshaner (2025-2028)	6	20.000	6.000	6.000	7.994	0	20.000	20.000
179 Trykhold_etablering af kompressor og N2 anlæg_RYW+VGW	1.261	4.000	2.739	0	0	0	4.000	2.400
<b>Total</b>	<b>89.670</b>	<b>362.200</b>	<b>154.989</b>	<b>319.096</b>	<b>353.202</b>	<b>350.941</b>	<b>1.267.898</b>	<b>1.265.799</b>

Afsluttede projekter, der indgår i PO25-2, fremgår ikke af listen, hvorfor Gl. PO25-2 i skemaet ikke summer sammen til den godkendte ramme på 1.295 mio. kr.

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag

6.1.1

J.nr.: 200206/118040

Til dagsordenens punkt

6

Til: **BESLUTNING**

Punkt  A

Web  J

## **PROJEKTINDSTILLING: FREDERIKSBERG VARMECENTRAL – OMSTILLING AF TO OLIEKEDLER TIL GASKEDLER – IGANGSÆTNING AF PROJEKTERING OG UDBUD**

Bestyrelsen skal træffe beslutning om, at administrationen kan fortsætte de indledende undersøgelser for omstilling af de to resterende oliekedler til naturgasfyrede kedler på Frederiksberg Varmecentral. Projektet understøtter CTR's spids og reservelaststrategi for fossilfri varmeproduktion.

### **INDSTILLING**

CTR's administration indstiller, at CTR's bestyrelse godkender,

1. At der igangsættes projektering og udbud vedr. etablering af to gasfyrede kedler på Frederiksberg Varmecentral som erstatning for de to tilbageværende oliekedler
2. At der frigives et budget på 2 mio. kr. til projektering og udbud, inkl. myndighedsbehandling
3. At der optages forhandling med Evida om pris og tidsplan for levering af gas til Frederiksberg Varmecentral

### **PROBLEMSTILLING**

På Frederiksberg Varmecentral var der indtil 2025 i alt fire oliekedler, med en effekt på hver 50 MW varme. Der er iværksat et projekt vedr. udskiftning af to af oliekedlerne til elkedler. Der udestår fortsat at udskifte de to resterende oliekedler til en fossilfri energikilde, jf. strategi for udfasning af olie på CTR's spids- og reservelastanlæg. Oliekedlerne er ligeledes et miljøproblem, da de udleder forurening til luften i lokalområdet (dog indenfor lovgivningens grænseværdier).

Det er undersøgt, om det er muligt at udskifte de sidste to oliekedler til yderligere to elkedler. Dette kan ikke lade sig gøre pt., da det ikke er muligt at få adgang til yderligere strøm fra Energinet. På Frederiksberg Varmecentral bliver opført et varmelager i tilknytning til de nye elkedler. Yderligere elkedler vil desuden kræve, at der opføres yderligere varmelagerkapacitet, da det er en forudsætning for effektiv drift af elkedlerne, og det ses vanskeligt at få plads til yderligere et varmelager på matriklen.

Gasforsyningen forventes i fremtiden at være CO<sub>2</sub>-neutral, da Energinet forventer, at det danske gasnet i 2032 forsyner med 100 % biogas. Der vil til Frederiksberg Varmecentral kunne etableres gasforsyning med udgangspunkt i det eksisterende gasnet. Det er ligeledes vurderet, at der i kedelcentralen kan etableres gasfyrede kedler enten ved at ombygge eksisterende kedler eller indkøbe nye.

### **LØSNING/VURDERING**

Evida er Danmarks gasdistributionsselskab og en del af den kritiske infrastruktur, som har ansvaret for det 18.000 km. lange gassystem i Danmark. Evida har anvist en mulig forsyning i form af ny ledning fra gasstationen på Lygten til Stæhr Johansens Vej. Det undersøges dog fortsat, om det er den mest økonomisk optimale løsning – eller om der kan genanvendes nedlagte/tomme gasledninger i området. På baggrund af den mest optimale linjeføring vil Evida komme med et tilbud på en aftale, som CTR skal underskrive. Herefter vil Evida påbegynde myndighedsbehandling og efterfølgende etablering. CTR har vurderet, at der vil være behov for gasforsyning september 2027. Det er den nuværende forventning at etablering af gasforsyning og konvertering til gaskedler kan gennemføres til varmesæsonen 2027/28, dvs. september 2027.

I arbejdet med konvertering af de to oliekedler er der principielt tre alternativer.

- 1) Ombygning hvor alene brænderne skiftes - skønnet effekt to gange 29 MW.
- 2) Ombygning hvor både brændere og kedler / røggasanlæg ombygges – dette vil give en effekt der er højere end to gange 29 MW – men ikke så højt som to gange 50MW
- 3) Helt nye gaskedler som bygges til at kunne levere 50MW.

Oliekedlerne leverer i dag to gange 50 MW. En mindre effekt kan være et problem for den samlede forsyningssikkerhed i hovedstadsområdet. Dette skyldes dels, at der er forsinkelser på andre anlæg, herunder Svanemølleværket og H.C. Ørsted Værket, hvor der skal etableres ny fossilfri grundlast. Derfor viser prognosen for den nødvendige varmforsyning (effektbalancen) at det i 2028-2034 ser kritisk ud for forsyningssikkerhed, hvis de store kraftvarmeanlæg havarerer i de koldeste døgn. Desuden er Frederiksberg Varmecentral godt placeret i forhold til at kunne forsyne stort set alle områder i CTR's forsyningsområde, hvorfor en høj effekt fra varmecentralen er en fordel. I det fortsatte arbejde med projektet vil vi derfor undersøge, hvilken af ovenstående løsninger der ud fra en samlet vurdering af økonomi og forsyningssikkerhed er den bedste.

Udskiftning af de to resterende oliekedler vil medføre en kraftig reduktion af den lokale luftforurening på Frederiksberg og vil derfor have en positiv indvirkning på lokalmiljøet. De ombyggede eller nye gaskedler vil være placeret i den eksisterende bygningsmasse og vil derfor ikke have en visuelt påvirkningen af omgivelserne.

Det bemærkes, at oliekedlerne ikke tændes særligt ofte i dag. Det skyldes dels, at der er tale om spids- og reservelast, og dels at oliekedler kun tændes, når olie er billigere end gas (hvilket meget sjældent er tilfældet) eller når al spids og reservelast i systemet er tændt. Frederiksberg Varmecentral ligger dog rigtig godt i relation til transmissionsnettet, og det er derfor vores forventning, at elkedler og gaskedler vil få langt flere driftstimer end oliekedlerne tidligere har fået, og at vi med el og gas på Frederiksberg vil have bedre adgang til at lave økonomisk optimering af systemet, end vi har i dag.

### **POLITISK HANDLERUM**

Projektet for omstilling af de to sidste oliekedler er i overensstemmelse med CTR's strategi for udfasning af olie og forsyning med fossilfri spids- og reservelast. Der kan ikke umiddelbart peges på alternativ placering af ny fossilfri spids- og reservelast, som kan bidrage til at opretholde forsyningssikkerheden.

Vælger bestyrelsen ikke at fortsætte projektet for konvertering af de to resterende oliekedler til kedler baseret på gas som brændsel, kan det gennemføres på et senere tidspunkt. Dette vil dog skubbe tidspunktet for fuldstændig udfasning af olie på Frederiksberg Varmecentral, og det vil medføre øgede omkostninger i det igangværende projekt vedr. udskiftning af de to andre oliekedler til elkedler. De ekstra omkostninger skyldes, at arealet hvor olietankene i dag er placeret, er disponeret til den nødvendige transformer i elkedelprojektet.

### **ØKONOMI**

Udgiften til udskiftning af olie til gas på de to resterende kedler på Frederiksberg Varmecentral er skønnet til ca. 70 mio. kr. Beløbet er afsat som rammebevilling i CTR's investeringsbudget (kaldet Planlægningsoverslaget). Omkostningen dækker etablering af gasforsyning (ca. 50 mio. kr.) og udgiften til ombygning af oliekedlerne med nye gasbrændere samt ombygning af de tekniske systemer (svarende til model 2 ovenfor).

Omkostningen til projektering og udbud, inkl. myndighedsbehandling er estimeret til 2 mio. kr. som med denne projektindstilling søges frigivet.

I det fortsatte arbejde vil det blive undersøgt, om det er økonomisk rentabelt at indkøbe nye gaskedler, som vil have en længere levetid end en ombygning. Ligeledes vil nye gaskedler bedre kunne indbygges i de nuværende bygninger.

Økonomien i anlægsprojektet skal behandles i projektforslag jf. varmforsyningsloven. Det er en forudsætning for godkendelse af projektet, at CTR kan vise, at det er det økonomisk bedste alternativ, når olie skal erstattes med anden fossilfri brændsel.

## **BAGGRUND**

Frederiksberg Varmecentral er et af de anlæg, som har størst kapacitet til forbrænding af olie. Anlægget er et centralt anlæg, som sikrer, at der er forsyningssikkerhed også på den koldeste time med størst forbrug i CTR's net, hvis de primære anlæg (kraftværkerne og affaldsforbrænding) ikke kan producere.

I spids- og reservelaststrategien er det identificeret, at de to resterende oliekedler på Frederiksberg Varmecentral med fordel kan konverteres til gas, så forbruget af olie kan udfases. Bestyrelsen har allerede besluttet og igangsat, at to 50 MW oliekedler skal erstattes med to elkedler, og der skal bygges en Varmeakkumuleringstank på Frederiksberg varmecentral (FVC).

Et projekt for konvertering af de to resterende oliekedler til gaskedler kan med fordel udføres før eller parallelt med projektet for etablering af to elkedler. Dette skyldes, at oliekedler og olietanke udgør en risikofyldt grænseflade til elkedler og transformere, som det vil være økonomisk og sikkerhedsmæssigt optimalt at undgå, hvis det er muligt. Der er ikke tilsvarende risikofyldte grænseflader til kedler, der anvender gas.

## **TIDLIGERE BESLUTNINGER**

Bestyrelsen godkendte på bestyrelsesmødet den 2. oktober 2024 at starte et forprojekt med henblik på at erstatte de to resterende oliekedler med gaskedler. Kontaktudvalget tiltrådte indstillingen 12-03-2026.

## **VIDERE PROCES**

I fasen Projektering og Udbud, jf. CTR's projektmodel, gennemføres detaljeret projektering, myndighedsbehandling og udbud af de primære komponenter, herunder aftale med Evida om gaslevering. Resultatet af dette forelægges CTR's bestyrelse, som træffer beslutning om igangsætning af anlægsprojektet.

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 112-03-2026

Bilag

6.2

J.nr.: 200206/118041

Til dagsordenens punkt  
6

Til:

REDEGØRELSE

Punkt  A

Web  J

## RAMMEBEVILLING FOR IMMATERIELLE ANLÆGSAKTIVER

Denne redegørelse er et bilag til sagen om godkendelse af CTR's investeringsbudget (kaldet Immaterielle anlægsaktiver). I bilaget uddybes forudsætningerne, og der formidles et overblik, hvilket giver bestyrelsen mulighed for at stille uddybende spørgsmål til investeringsbudgettet.

### FORMÅL

CTR's immaterielle investeringsbudget 2026-2029 angiver rammen for de forventede investeringer i produktions- og fjernvarmeanlæg, som ikke er ejet af CTR. Investeringerne er baseret på de aftaler, CTR har indgået om leveringsgaranti på varme. Investeringerne omfatter typisk:

- CTR's (andel af) investeringer i kraftvarmeanlæg og andre eksterne produktionsanlæg
- Større ombygninger og ny installationer af CTR-relaterede fjernvarmeinstallationer
- Mindre ombygninger og opgraderinger på CTR-relaterede fjernvarmeinstallationer

Investeringsbudgettet omfatter investeringer, hvor kontaktudvalg og bestyrelsen har godkendt varmekontrakten eller anden tilsvarende aftale om udvikling af projekt, der giver CTR rettigheder til varmelevering. De konkrete investeringer er beskrevet i særskilte aftaler og godkendt af bestyrelsen eller CTR's direktion, jf. retningslinjerne i bestyrelsens forretningsorden.

### REDEGØRELSE

For perioden 2026 til 2029 er den samlede investeringsramme til immaterielle projekter opgjort til 243.673 mio. kr. Heraf er 141.164 mio. kr. realiseret fra projekternes start og frem til ultimo 2025.

Opgørelsen af behovet for investeringer i immaterielle projekter omfatter;

- Mindre opjustering af økonomien i eksisterende godkendte investeringsprojekter.
- Investeringsprojekter, der er godkendt af bestyrelsen og direktionen, jf. bestyrelsens forretningsorden, siden rammebevillingen blev godkendt oktober 2025
- Der er et investeringsprojekt til behandling som punkt 5 på kontaktudvalgsmøde 26-1.

	IMMA25-2 Oktober 2025 (t.kr.)	IMMA26-1 Marts 2026 (t.kr.)	Forskel
Igangværende	78.990	142.573	63.583
Idriftsat - Aktiverede projekter	101.731	101.731	0
<b>Hovedtotal</b>	<b>180.721</b>	<b>243.673</b>	

Der er sket en række forskydninger mellem de forskellige typer af aktiver, da nogle af projekterne er blevet godkendt og sat i gang, mens andre er afsluttet. Der er derfor ikke tale om en forskel for de samme projekter, men om en forskel for gruppen af projekter hørende til typen på det aktuelle tidspunkt for rapporteringen. Listen med de konkrete projekter fremgår af nedenstående tabel.

Projekt navn	Total budget (t.kr.)	CTR andel	Godkendt budget IMMA25-2 (t.kr.)	Udkast budget IMMA26-1 (t.kr.)	Realiserede omkostning CTR pr.1/2 2026 (t.kr)	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
<b>AMV4 - Optimeringsprojekter</b>	<b>176.339</b>		<b>52.466</b>	<b>114.047</b>	<b>36.001</b>	<b>38.337</b>	<b>39.880</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
AMV4 Fugtindhold i flis og evt. vandtilsætning (04-05)	16.898	63%	13.349	13.349	11.112	2.237	0	0	0
AMV4 Støvbekæmpelse i brændselshåndteringsanlæggene (04-15)	2.700	63%	1.705	1.705	1.235	470	0	0	0
AMV4 Knuser problematikker med stødpåvirkninger (04-27)	4.695	63%	2.965	2.965	2.792	173	0	0	0
AMV4 Arbejdsmiljø (04-34)	15.919	63%	10.054	10.054	5.178	4.876	0	0	0
AMV4 Dokumentation (04-32)	8.299	63%	5.241	5.241	4.012	1.229	0	0	0
AMV4 Proces og måleteknik (04-33)	7.796	63%	4.924	4.924	1.066	3.858	0	0	0
AMV4 Programmering, IDS og opryd. (04-30)	4.796	63%	3.029	3.029	3.201	0	0	0	0
AMV4 Skalsikring, evakuering og brandteknik (04-31)	6.168	63%	3.896	3.896	3.105	791	0	0	0
AMV4 Analyse for brug og problematikker i Grovlab AMV22 (04-39)	600	63%	189	379	94	285	0	0	0
AMV4 Kedel optimering, analysefase (04-21)	3.620	63%	568	2.286	335	1.952	0	0	0
AMV4 Adgangsforhold på transportanlæg, projektering (04-51)	880	63%	556	556	367	189	0	0	0
AMV4 Svingkraner på transportanlæg, design (04-51-02)	250	63%	126	158	0	158	0	0	0
AMV4 Takeup pullies AMV22, (04-55)	1.000	63%	630	630	240	390	0	0	0
AMV4 Varnish dannelse i Kran 20 & 30 (04-61)	350	63%	221	221	59	162	0	0	0
AMV4 Kraner, (04-40)	92.000	63%	316	58.107	585	19.000	38.522	0	0
AMV4 Asketransportør, udbedring skader (Bifrost) (04-22-03)	1.398	63%	883	883	883	0	0	0	0
AMV4 Kabelbrønde (Bifrost) (04-22-05)	835	63%	527	527	527	0	0	0	0
AMV4 Heimdal III (04-44)	6.755	63%	2.909	4.266	780	2.128	1.358	0	0
AMV4 Implementering af vibrationsmålinger på EAF (04-64)	830	63%	378	523	431	92	0	0	0
AMV4 Stinkskab i vandbar (04-66)	550	63%	0	347	0	347			
AMV4 Beslag og returruller, trommel AMV22	1.000	63%	0	630	0	630	0	0	0
<b>Fælles anlægsaftale AMV</b>	<b>132.471</b>		<b>75.185</b>	<b>75.328</b>	<b>72.333</b>	<b>2.995</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
AMV10 Ny Administrationsbygning	132.221	57%	75.185	75.185	72.191	2.995	0	0	0
AMV10 Etablering af elværkstedsfaciliteter (10-68)	250	57%	0	143	142	0			
<b>Ørsted</b>	<b>132.879</b>		<b>45.459</b>	<b>45.459</b>	<b>32.529</b>	<b>12.930</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Ørsted - Monodrift af halmkedlen	62.879	40%	26.545	26.545	25.336	1.209	0	0	0
Ørsted - HCV Varmekoncept 2025	21.800	33%	7.194	7.194	7.193	1	0	0	0
Ørsted – AVV2 Ombygning af brændere til letolie	37.400	20%	7.400	7.400	0	7.400	0	0	0
Ørsted – Ombygning til delvis bypass	10.800	40%	4.320	4.320	0	4.320	0	0	0
<b>ARC</b>	<b>8.800</b>		<b>5.280</b>	<b>5.280</b>	<b>0</b>	<b>5.280</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
ARC – Nox rensning på nøddiesel	8.800	60%	5.280	5.280	0	5.280	0	0	0
<b>HOFOR Fjernvarme</b>	<b>8.800</b>		<b>2.330</b>	<b>3.560</b>	<b>301</b>	<b>3.259</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Projekt navn	Total budget (t.kr.)	CTR andel	Godkendt budget IMMA25-2 (t.kr.)	Udkast budget IMMA26-1 (t.kr.)	Realiserede omkostning CTR pr. 1/2 2026 (t.kr)	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Varmepumpe på Lynetten (hensigtserklæring)	1.000	33%	330	330	301	29	0	0	0
Alternativ produktion på Svanemølleværket (modningsprojekt)	4.000	50%	2.000	2.000	0	2.000	0	0	0
Havvandsvarmepumpe på Amagerværket	3.800	30%	0	1.230	0	1.230	0	0	0
<b>Grand total</b>	<b>459.289</b>		<b>180.721</b>	<b>243.673</b>	<b>141.164</b>	<b>62.801</b>	<b>39.880</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Fordeling på Anlægsjere	Total budget (t.kr.)	Godkendt budget IMMA25-1 (t.kr.)	Udkast budget IMMA26-1 (t.kr.)	Realiserede omkostning. CTR pr. 1/2 2026 (t.kr)	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2028
<b>HEP</b>	308.810	127.651	189.375	108.334	41.332	39.880	0	0
Ørsted	132.879	45.459	45.459	32.529	12.930	0	0	0
ARC	8.800	5.280	5.280	0	5.280	0	0	0
HOFOR Fjernvarme	8.800	2.330	2.330	301	1.230	0	0	0
	<b>459.289</b>	<b>180.721</b>	<b>243.673</b>	<b>141.164</b>	<b>62.801</b>	<b>39.880</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

## DEN VIDERE PROCES

Anlægsejerne har ansvaret for gennemførelse af de enkelte anlægsprojekter, herunder ansvar for tid, kvalitet og økonomi. Anlægsejerne er ansvarlige for at informere CTR, hvis et investeringsprojekt ikke kan overholde, den aftalte ramme eller forudsætninger i øvrigt ændrer sig.

Direktionen har, jf. forretningsordenen for CTR's bestyrelse, bemyndigelse til at godkende investeringsprojekter hos anlægsejerne vedr. investeringsprojekter, hvor CTR's andel ikke overstiger 5 mio. kr., og hvor der ikke er tale om et projekt af strategisk betydning.

Betaling i de enkelte investeringsprojekter foretages kontant i takt med arbejdernes afslutning i henhold til den indgåede aftale. Omkostningerne bogføres som et immaterielt anlægsaktiv, hvor der foretages løbende afskrivninger i henhold til gældende regler. For at CTR kan opnå Energitilsynets tilladelse til at aktivere løbende betalinger på immaterielle aktiver som en afskrivning, kræver det, at moderselskabet etablerer en garantistillelse, medmindre selskabet er et I/S, hvor ejerne hæfter direkte og solidarisk.

CTR's bestyrelsesmøde nr.:	2026/1	Dato:	12-03-2026
Bilag	8	J.nr.:	200206/18046
Til:	ORIENTERING	Til dagsordenens punkt	8
		Punkt	<input type="checkbox"/> A
		Web	<input type="checkbox"/> J

## ORIENTERING OM PROJEKTET 'OVERSKUDSVARME TIL SJÆLLAND'

Projektet 'Overskudsvarme til Sjælland' arbejder med at udnytte store mængder overskudsvarme fra industrien i Kalundborg og kan potentielt levere grøn, elbaseret varme til CTR uden behov for nye arealer i hovedstadsområdet. Projektet er vigtigt, fordi det repræsenterer en mulig langsigtet løsning, der både kan understøtte elektrificering og reducere biomasseforbruget i CTR's forsyning. Samtidig rummer projektet flere tekniske, økonomiske og organisatoriske udfordringer, som fortsat skal afklares. Bestyrelsen orienteres om projektet og skal drøfte, hvad der skal til for at afklare, om der er politisk opbakning til at deltage i projektet i CTR's ejerkommuner.

### BAGGRUND

Et konsortium bestående af Novo Nordisk, Kalundborg og Holbæk Kommuner udvikler et projekt, som skal udnytte overskudsvarme fra en række virksomheder i Kalundborg og levere fjernvarme til Kalundborg, Holbæk og hovedstadsområdet. Bestyrelsen har tidligere drøftet projektet og senest godkendt en hensigtserklæring til projektet. CTR er repræsenteret i projektets styregruppe.

Projektet vil kunne levere ca. 100 MW varme til VEKS og CTR. Varmen vil skulle modtages i VEKS' net i Roskilde og herfra distribueres videre til VEKS' og CTR's kunder. Til sammenligning skal CTR frem mod 2035 etablere/sikre i størrelsesordenen 200 MW varmekapacitet mhp. at muliggøre reduktion af biomasse.

### ORIENTERING

Projektet 'Overskudsvarme til Sjælland' udspringer af Kalundborg Symbiosen, hvor store industri-virksomheder producerer betydelige mængder overskudsvarme – nok til at kunne forsyne over 50.000 husstande. Projektkredsen ønsker, at både VEKS og CTR skal aftage en del af varmen og indgå aktivt i projektet.

Projektet skiller sig ud ved, at varmen skal transporteres over lange afstande via en ny transmissionsledning fra Kalundborg til Roskilde og videre ind i hovedstadsområdet – en infrastruktur, der vil være blandt de største af sin art i Danmark. For CTR giver projektet en mulighed for at få adgang til grøn, elbaseret varme uden at bruge arealer i hovedstadsområdet, samtidig med at det understøtter elektrificering og biomasseudfasning. Men projektet er også forbundet med flere væsentlige udfordringer:

- Varmeprisen og økonomien: Projektet har haft svært ved at præsentere en konkurrencedygtig varmepris, og økonomien forudsætter lange afskrivningsperioder på op til 50 år.
- Høj investeringsomkostning: Transmissionsledningen og de tilhørende anlæg koster flere milliarder kroner, hvilket kræver både eksterne tilskud (bl.a. fra EU's Innovation Fund) og betydelig lokal garantistillelse.
- Finansiell modenhed og tilskuds krav: Den første ansøgning til EU's Innovation Fund blev afvist særligt pga. utilstrækkelig dokumentation for finansieringsmodellen, og projektet er fortsat afhængigt af at opnå et større tilskud for at være realiserbart.
- Kompleks organisering og mange aktører: Projektet kræver koordinering mellem staten, kommuner, forsyningsselskaber, industrivirksomheder og potentielle nye varmeproducenter – en kompleks interessentkreds, der stiller høje krav til governance og aftaleforhold.
- Myndighedsprocesser og politisk opbakning: Projektet forudsætter et omfattende myndighedsarbejde og stærk politisk medvind, både lokalt og nationalt, for at kunne godkendes og risikodækkes.

- Tekniske og driftsmæssige usikkerheder: Integration af flere varmekilder, store afstande og mulighederne for fremtidige kilder (fx datacenter) kræver avanceret systemintegration og giver usikkerhed om driftstimer, varmestrømme og leverancesikkerhed.
- Bidrag fra olieraffinaderi: En del af overskudsvarmen stammer fra Kalundborg Raffinaderi, som indgår i projektets kildegrundlag. Dette udfordrer CTR's grønne profil, da varme fra fossilbaseret industriel produktion ikke i samme grad understøtter vores strategiske mål om klimaneutralitet og reduktion af fossile energikilder.

Der er dog forhold som kan sikre et gennembrud:

- Tilskud fra EU's Innovation Fund. Der har været søgt tilskud og givet afslag i 2025. Der søges nu igen med deadline for ansøgning 1. april 2026. Energistyrelsen støtter udarbejdelse af ansøgning med 0,5 mio. kr.
- Potentiel beslutning om opførelse af et nyt datacenter i Kalundborg. Et datacenter som varmekilde forventes at ville påvirke business casen positivt.

Projektet arbejder nu videre med en genansøgning til EU's Innovation Fund frem mod fristen 23. april, efter et afslag i 2025, hvor finansiel modenhed var den primære udfordring. Samtidig er der tegn på styrket politisk og administrativ opbakning i Kalundborg og Holbæk Kommuner samt blandt flere af VEKS' ejerkommuner, som nu aktivt drøfter garantistillelse og deltagelse i et kommende projektselskab. Ørsted, Kalundborg Forsyning og øvrige parter arbejder desuden videre med varmeprisforudsætninger og leverancemodeller, og styregruppen vurderer samlet, at projektet har gode muligheder for at kvalificere sig til støtte i den kommende ansøgningsrunde.

Ørsted har vist interesse i projektet og har tilbudt at drifte de anlæg, der skal samle varmen i Kalundborg. Desuden overvejes det at inddrage Ørstedes Asnæsværk i projektet. Asnæsværket vil bidrage til at reducere varmeprisen, men også give en biomasseandel i varmen (ca. 10 %).

CTR følger projektet, men afventer at en mere attraktiv varmepris kan præsenteres. Der opleves aktuelt et betydeligt pres på CTR i forhold til at afklare, om CTR og CTR's ejerkommuner vil deltage aktivt og tage medansvar for projektet. CTR's ejerkommuner vil i givet fald formentlig skulle acceptere

- 50-årig afskrivningshorisont
- At stille kommunal garanti
- at en del af overskudsvarmen kommer fra olieraffinaderiet

Der er brug for at afklare, om der er politisk opbakning til dette.

Det bemærkes i den forbindelse, at projektet adskiller sig markant fra CTR's normale varmekøbsprojekter ved både skala, afstand og kompleksitet. Det indebærer betydelige finansielle risici (bl.a. varmepris, investeringsbehov, tilskud), afhængighed af fremtidige industrikilder og risiko for forsinkelser i myndighedsprocesser og etablering af transmissionsinfrastrukturen.

### **ØKONOMISKE KONSEKVENSER FOR CTR**

Projektet har ikke fremlagt en endelig business case eller tilbud til CTR og VEKS. CTR's tilslutning til projektet vil være betinget af en attraktiv varmepris.

### **ANDEN BETYDNING FOR CTR**

Arealer/lokationer til nye varmepumpe projekter er en begrænset ressource i CTR's område. Kalundborg-projektet kan tilføre CTR elbaseret varme uden at kræve arealer i CTR's område, og kan dermed understøtte elektrificering og biomasseudfasning i CTR.

## **BILAG**

Nr. 8.1 Overskudsvarme til Sjælland – politisk afklaring

---

## OVERSKUDSVARME TIL SJÆLLAND – POLITISK AFKLARING

### Hvad går projektet ud på?

Et konsortium bestående af bl.a. Novo Nordisk, Kalundborg og Holbæk Kommuner arbejder på at udnytte store mængder overskudsvarme fra Kalundborg og transportere varmen via en ca. 75 km transmissionsledning til Holbæk, Roskilde og videre ind i hovedstadsområdet. Projektet kan i udgangspunktet levere op til 100 MW til VEKS og CTR – og potentielt mere på sigt.

CTR har behov for ca. 200 MW ny elbaseret varme frem mod 2035 (og formentlig mere derefter) pga. CTR's strategi om at reducere biomasse og da levetiden for flere af de eksisterende biomassebaserede kraftvarmeblokke udløber i starten af 2030'erne. Projektet kan blive et væsentligt bidrag til at dække dette behov og mindske brugen af biomasse.

Projektet kan understøtte udfasning af naturgas i Holbæk – Danmarks største gasby.

Det kan med fordel afklares, om der er politisk opbakning til projektets næste skridt.

Følgende spørgsmål bør afklares i dialogen med egne politiske baglande:

- Er der politisk opbakning til, at CTR fortsætter dialogen og engagementet i projektet?
- Vil kommunen i princippet kunne støtte en model, hvor kommunal garanti kan blive nødvendig?
- Er man villig til at acceptere, at varmen delvist har fossil oprindelse (raffinaderi)?
- Er projektets skala og kompleksitet forenelig med kommunens risikovillighed?
- Finder kommunen, at projektets langsigtede fordele opvejer de kortsigtede usikkerheder?

### Fordele for CTR's ejerkommuner

- Bidrag til løsningen af hovedstadens varmebehov frem mod 2035/2050+.
- Robusthed ved fremtidige elpriser via integration af Asnæsværket (reducerer driftsomkostninger op til 15 %).
- Projektet giver adgang til grøn varme, uden at der skal findes store nye lokationer til dette i CTR's ejerkommuner.
- CO<sub>2</sub>-reduktioner over projektets levetid – men primært i Holbæk og Kalundborg.
- Udnytter varme, der i dag ventileres ud i luften.

### **Ulemper og risici:**

- Anlægsomkostninger: ca. 4,9 mia. kr. (evt. reducerbart til 4,3 mia. kr. ved integration af Asnæsværket).
- Projektet forudsætter, at EU's Innovation Fund yder betydelig støtte – første ansøgning er afslået, og der arbejdes på genansøgning.
- Uden EU-støtte er varmeprisen pt. ikke konkurrencedygtig.
- Afhængigt af myndighedsprocesser, store anlægsarbejder og koordinering mellem mange aktører.
- Afstand (75 km. rørledning) og størrelse gør projektet unikt – og dermed også risikofyldt sammenlignet med normale projekter i CTR's forsyningsområde.
- En del af overskudsvarmen kommer fra Kalundborg Refinery (olieraffinaderi). Overskudsvarmen regnes dog som fossilfri.
- Projektet efterspørger kommunale garantier

### **Kort anbefaling til bestyrelsesmedlemmernes brug**

Dette notat kan anvendes i dialogen med politiske udvalg, kommunalbestyrelsesmedlemmer og direktionkredse, så der kan tages stilling til:

**”Ønsker vi, at CTR arbejder aktivt videre i projektet – under forudsætning af, at varmepris, EU-tilskud og finansieringsmodel senere bliver attraktive?”**

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag 9

J.nr.: 200206/118047

Til dagsordenens punkt

9

Til: **INDSTILLING**

Punkt  A

Web  J

## SERVICEEFTERSYN

Denne indstilling giver en sammenfatning af resultaterne fra serviceeftersynet af CTR's afregningsmodel og de anbefalinger, som følger af serviceeftersynet. Arbejdet er vigtigt, fordi afregningsmodellen har betydning for både økonomien i fjernvarmesystemet og balancen mellem CTR og varmedistributionsselskaberne.

Indstillingen tydeliggør, hvor der er behov for yderligere analyser for at skabe et bedre grundlag for fremtidige beslutninger om afregningsmodellen. Samtidig sikrer indstillingen, at de næste skridt igangsættes med de relevante parter involveret. Det indstilles, at bestyrelsen godkender igangsættelsen af de foreslåede analyser.

## INDSTILLING

CTR's administration indstiller, at CTR's bestyrelse godkender,

1. Igangsættelsen af en analyse af særordningen for nye kunder mhp. at afdække om ordningen skal fortsætte i sin nuværende form.
2. Nedsættelse af en arbejdsgruppe til at skitsere potentielle modeller for decentral produktion, hvor varmedistributionsselskaberne selv realiserer økonomien.

## PROBLEMSTILLING

Serviceeftersynet af CTR's afregningsmodel har haft til formål at identificere potentielle udfordringer og forbedringspotentialer ved CTR's afregningsmodel (dvs. de metoder og strukturer, der ligger til grund for den måde CTR afregner med varmedistributionsselskaberne på). Dette arbejde er nu gennemført i overensstemmelse med kommissoriet. Serviceeftersynet er udført af konsulenthuset Implement i samarbejde med en arbejdsgruppe med deltagere fra alle distributionsselskaber og CTR.

Den overordnede konklusion af Serviceeftersynet er, at CTR's afregningsmodel overordnet fungerer efter hensigten, og at den såkaldte fritvalgsmodel<sup>1</sup> ikke medfører, at nogle ejerkommuners borgere/fjernvarmekunder skal betale mere for varmen end andre.

Analysen viser dog, at 'Særordningen for nye kunder', som medfører rabat i 5 år til Varmedistributionsselskaber, der tilslutter nye kunder, samlet set er større, end hvad særordningen umiddelbart tilsiger, samt hvad arbejdsgruppen forventede.

Analysen viser også, at varmedistributionsselskaberne godt kan etablere egen varmeproduktion, men at afregningsmodellen begrænser deres frihed til at realisere gevinster fra egenproduktionen, når der samtidig skal tages hensyn til det kollektive CTR system, herunder fx afskrivninger af CTR's investeringer. Varmedistributionsselskaberne aftager i dag varme fra CTR, som afregnes til en enhedspris pr. GJ. For denne pris får varmedistributionsselskaberne både varme og forsynings-sikkerhed, idet CTR varetager forsyningspligten i hele CTR's forsyningsområde.

---

<sup>1</sup> Fritvalgsmodellen giver CTR mulighed for at anlægge, eje og drive varmeproducerende anlæg i distributionsnettene, for de ejerkommuner, der ønsker det – mens øvrige ejerkommuner, via eget distributionselskab, selv kan anlægge, eje og drive varmeproduktion.

Fritvalgsmodellen understøtter, at en ejerkommunes varmedistributionsselskab kan anlægge, eje og drive decentral produktion fx en varmepumpe. Men som reglerne er i dag, er det pågældende varmedistributionsselskab "tvunget" til at indgå en varmeaftale med CTR om varmen, også selvom varmen fra en sådan varmepumpe helt eller delvist vil blive anvendt til at forsyne kunderne i varmedistributionsselskabets eget forsyningsområde.

Eksempel: Et varmedistributionsselskab anlægger, ejer og driver en varmepumpe og sælger varmen fra varmepumpen til CTR til fx 110 kr./GJ. Varmen indgår nu i CTR's samlede pulje af varme, og CTR sælger nu varme + *forsyningssikkerhed* tilbage til det samme varmedistributionsselskab for ca. 150 kr./GJ.

Dilemmaet i eksemplet er, at det er svært at værdisætte forsyningssikkerhed – og det understreger, at det er vigtigt at afklare, hvem der har forsyningsret og forsyningspligt, hvornår er det fællesskabet, og hvornår er det det enkelte varmedistributionsselskab.

Resultatet af arbejdet med Serviceeftersynet foreligger i en rapport inklusiv et ledelsesresumé med tre konkrete anbefalinger. Derudover foreligger der et notat indeholdende de vigtigste resultater og observationer fra Serviceeftersynet.

## **BAGGRUND**

I forbindelse med, at CTR's bestyrelse og ejerkommuner godkendte en ændring af CTR's vedtægter i 2023, som bl.a. medførte, at CTR kan anlægge, eje og drive grundlastanlæg, blev det besluttet at gennemføre et serviceeftersyn af CTR's afregningsmodel.

Serviceeftersynet blev gennemført i 2024 og 2025 med bistand fra konsulenthuset Implement. Formålet med eftersynet var at undersøge og komme med eventuelle forbedringer til afregningsmodellen for fjernvarme, som anvendes, når CTR sælger varme til varmedistributionsselskaberne. CTR's bestyrelse godkendte et kommissorium for serviceeftersynet, der beskrev, at CTR's afregningsmodel skulle underlægges et serviceeftersyn på baggrund af den såkaldte "fritvalgs-model" i de nye vedtægter, som giver CTR mulighed for at anlægge, eje og drive varmeproducerende anlæg i distributionsnettene, for de ejerkommuner, der ønsker det – mens øvrige ejerkommuner, via eget distributionsselskab, selv kan anlægge, eje og drive varmeproduktion.

Formålet med Serviceeftersynet var derfor at vurdere, om modellen på bedst mulige måde understøtter etableringen af fremtidens fjernvarmesystem, og om der sikres lighed mellem alle kommuner, uanset om den enkelte kommune beder CTR om at anlægge, eje og drive grundlastanlæg i kommunen eller ej.

Samtidig skulle det afklares, om afregningsmodellen giver både distributionsselskaberne og CTR incitament til at bidrage til grøn omstilling og i tilfælde af, at den nuværende afregningsmodel og implementering af "fritvalgs-modellen" ikke understøtter dette, skal der udarbejdes anbefalinger til ændring af afregningsmodellen.

## **LØSNING/VURDERING**

På baggrund af den gennemførte analyse anbefaler Implement:

1. Igangsættelsen af en analyse af særordningen for nye kunder mht. længden af rabathorisonen, tilslutningstidspunktet, effekten på eksisterende kunder og under hvilke forhold rabatten typisk opnås mhp. at afdække om ordningen skal fortsætte i sin nuværende form.
2. Tydeliggørelse og opdatering af afregningsreglerne, herunder specifikation af krav til indberetning og klar kategorisering af omkostninger i afregningsmodellen.

3. Nedsættelse af en arbejdsgruppe til at skitsere potentielle modeller for decentral produktion, hvor VDS'erne selv realiserer økonomien. For hver af modellerne, bør det belyses, hvordan det forventes at ville påvirke det kollektive CTR-system. De skitserede modeller skal på den ene eller anden måde tage højde for, at det fortsat skal sikres, at der hæftes for de historiske investeringer samt sker en fair betaling for ydelser leveret af CTR (herunder fx spids- og reservelast, adgang til transmissionsnettet, transmissionsydelser mv.).

CTR's administration indstiller, at Implements anbefalinger udmøntes, idet det dog bemærkes, at anbefaling nr. 2 vedr. 'Tydeliggørelse og opdatering af afregningsreglerne' udgøres af primært administrative forhold, og er allerede igangsat i CTR.

### **ØKONOMISKE KONSEKVENSER FOR CTR**

På baggrund af aftalen med Implement om gennemførelse af Serviceeftersynet vil CTR indhente bistand fra Implement til de foreslåede arbejder (anbefaling 1 og 3). Omkostningerne til dette forventes at udgøre i størrelsesordenen 1 mio. kr.

### **ANDEN BETYDNING FOR CTR**

CTR bemærker, at særligt analysen under anbefaling 3 af 'potentielle modeller for decentral produktion, hvor Varmedistributionselskaberne selv realiserer økonomien' er ressourcekrævende, og at resultatet af analysen har potentiale til grundlæggende at ændre dynamikkerne i fjernvarmesystemet mellem CTR's fem ejerkommuner, CTR's forretningsmodel og interessentkommunernes ejerandele i CTR. CTR vurderer derfor, at det er meget relevant – som Implement også anbefaler – at det skal belyses, hvordan de potentielle modeller vil påvirke det kollektive CTR-system, og herunder også CTR's forretningsmodel.

### **TIDLIGERE BESLUTNINGER**

Bestyrelsen godkendte Kommissorium for serviceeftersyn af CTR's afregningsmodel på bestyrelsesmødet den 16. maj 2024. Bestyrelsen tog resultatet af Serviceeftersynet til efterretning på bestyrelsesmødet 28. maj 2025.

Kontaktudvalget har tiltrådt indstillingen 12-03-26

### **VIDERE PROCES**

Det er vigtigt, at arbejdet med de to foreslåede analyser er godt forankret i Varmedistributionselskaberne såvel som i CTR's ejerkreds. Det foreslås, at der etableres en arbejdsgruppe som kan indgå i dialog med og give sparring til den eksterne bistand.

Det foreslås desuden, at der etableres en styregruppe med direktionsdeltagelse fra alle Varmedistributionselskaber eller hvor det ønskes, med deltagelse fra kommunernes forvaltninger.

Der arbejdes henimod at afrapportere på analyserne på BE26-4 den 3. december 2026.

### **BILAG**

- 9.1 Observationer fra serviceeftersynet af CTR's afregningsmodel
- 9.2 Ledelsesresumé - Serviceeftersyn af CTR's afregningsmodel
- 9.3 Baggrundsrapport - Serviceeftersyn af CTR's afregningsmodel

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag 9.1

J.nr.: 200206/118129

Til dagsordenens punkt

9

Til: ORIENTERING

Punkt  A

Web  J

---

## OBSERVATIONER FRA SERVICEEFTERSYNET AF CTR'S AFREGNINGSMODEL

Notat

# Observationer fra serviceeftersynet af CTR's afregningsmodel

Opsamling over de vigtigste emner for arbejdsgruppens  
medlemmer i arbejdet med CTRs afregningsmodel



—

Dette notat sammenfatter de vigtigste observationer og refleksioner fra serviceeftersynet af CTR's afregningsmodel. Formålet med notatet er at skitsere de emner, som har fyldt særligt meget i arbejdet, samt at give et indtryk af variationen i arbejdsgruppens holdninger til hvert af disse emner.

—

Notatet er struktureret med en kort introduktion til arbejdet i arbejdsgruppen. Dernæst følger en kort beskrivelse af projektets indhold samt en opsamling af de vigtigste resultater og anbefalinger. Endeligt gennemgås de emner, som har krævet særlig opmærksomhed og ledt til debat i arbejdsgruppen.

## Introduktion

Serviceeftersynet af CTR's afregningsmodel har haft til formål at identificere potentielle udfordringer og forbedringspotentialer ved CTR's afregningsmodel. Projektet har været ledet af CTR i samarbejde med en nedsat arbejdsgruppe bestående af HOFOR Fjernvarme, Gentofte Gladsaxe Fjernvarme, Frederiksberg Forsyning samt Tårnby Forsyning. Analysen er gennemført af Implement på baggrund af kommissoriet<sup>1</sup> for undersøgelsen. Som en del af projektet har parterne afholdt tre arbejdsgruppemøder for at diskutere afregningsmodellen. Foruden arbejdsgruppemøderne har der været bilateral dialog og inputrunder til det løbende arbejde samt den endelige analyse.

## Vigtigste resultater og anbefalinger

Kommissoriet udpegede seks analysetemaer for serviceeftersynet. Analysens overordnede konklusioner, på tværs af de seks temaer, er: (se uddybende resultater i rapporten<sup>2</sup>):

- **Tema 1 – Ny varmeproduktion og ejerforhold:** At økonomien (både potentielle besparelser og økonomiske risici) i nye decentrale anlæg med varmeaftale fordeles mellem alle CTR's ejerkommuner, mens økonomien ved decentrale anlæg uden varmeaftale – hvilket ikke er muligt med reglerne i dag - primært tilfalder det opførende varmedistributionsselskab (VDS). Der er i dag begrænsede muligheder for, at det enkelte Varmedistributionsselskab (VDS) kan bidrage til omstillingen ved selv at bære investeringen i, og driften af, decentrale anlæg (dvs. uden varmeaftale). Analysen peger endvidere på, at der er en række potentielle risici for CTR-kollektivet ved at åbne yderligere op for decentralt ejet og drevet anlæg, alt efter hvordan en sådan ordning indrettes. Fx en risiko for, at øvrige VDS kan komme til at bære en større del af omkostningen til hidtidige investering.
- **Tema 2 – Nye kompetencer i CTR:** Etableringen af en intern projektorganisation forventes kun at øge puljeprisen marginalt, men vil sikre nødvendige kompetencer til kommende udbygning i CTR-regi.
- **Tema 3 – Særordning for nye kunder:** Særordningen beskriver isoleret set en 5-årig rabat for tilkobling af nye kunder. VDS'er med nye kunder opnår dog reelt en rabat med virkning over en 9-årig periode set fra tilslutningstidspunktet for den nye kunde (med en gradvis udfasning de sidste 2 år). Det skyldes den generelle udjævning af beregningsgrundlaget for alle VDS, som ligger til grund for fordelingen af den faste betaling. Hvis et VDS øger deres varmebehov uden nye kunder, vil det således indfases i den faste betaling over 4 år.
- **Tema 4 – Særordning for <10 MW:** Særordningen indebærer, at varmedistributionsselskaber egenhændigt og uden at indgå varmeaftale med af CTR, kan etablere produktionsanlæg i CTR's varmeforsyningsområde på under 10 MW. Hvis et VDS gør brug af særordningen, vil omkostninger og risiko ved investeringer i anlægget bæres af det opførende VDS. Driftsøkonomien fra anlægget, der forventes at være positiv, tilfalder det opførende VDS, mens det ikke opnår en besparelse i form af lavere effektbetaling fra CTR, fordi VDS med de nuværende regler ikke kan melde det varmebehov, som det nye anlæg dækker, ud af fordelingsnøglen til effektbetaling. Den fortsatte 1:1 effektbetaling forventes at give en gevinst hos de øvrige VDS'er igennem en relativ lavere effektbetaling på sigt. Ordningen er dermed ikke særlig attraktiv/giver kun begrænset incitament for de opførende VDS'er.
- **Tema 5 – Indfasning af nye teknologier:** Generelt forventes nye VE-teknologier at kunne producere billigere end det gennemsnitlig nuværende anlæg. VE-anlæg

<sup>1</sup> CTR (2024): *Bilag 1 – Notat: Kommissorium for serviceeftersyn af CTR's afregning*

<sup>2</sup> Implement Consulting Group (2025), *Serviceeftersyn af CTR's afregningsmodel*

er billigere end eksisterende teknologier ved geninvestering, mens eksisterende kraftvarmeanlæg stadig er konkurrencedygtige frem mod 2050 på transmissionsniveau.

- **Tema 6 – Grønne incitamenter:** Der er ingen direkte økonomiske incitamenter til grøn omstilling i afregningsmodellen.

På baggrund af arbejdet har Implement følgende anbefalinger:

## /Centrale observationer

I løbet af arbejdet har Implement observeret, at følgende emner særligt har optaget arbejdsgruppen. Hvert emne er opsummeret med en farvet cirkel, der repræsenterer den oplevede vigtighed (lille, mellem og stor cirkel) samt spredning i arbejdsgruppens synspunkter (grøn – *overvejende enighed*, gul, og rød – *overvejende uenighed*). Implement har i nedenstående liste også medtaget emner, der ikke direkte relaterer sig til afregningsmodellen, men som er blevet bragt op i arbejdet:

- **Varmedistributionselskabernes mulighed for selv at anlægge og realisere økonomien i decentral egenproduktion (herunder særordningen for anlæg <10 MW)**
- **Hensyn til de historisk besluttede investeringer og varmesalg gennem CTR**
- **Særordningen for nye kunder**
  - **Prioriteringen af affald i varmelast og sommerlastmekanismer**
  - **Afregningsregler og modeloprydning**
  - **Analytisk tilgang og konklusioner fra Tema 6**

De enkelte emner med arbejdsgruppens synspunkter og overvejelser uddybes nedenfor.



### **Varmedistributionselskabernes mulighed for selv at anlægge og realisere økonomien i decentral egenproduktion (herunder særordningen for anlæg <10 MW)**

Introduktion - Problematikken omhandler, hvorvidt den enkelte VDS har tilstrækkelig mulighed og incitament til at bidrage til omstillingen igennem egne decentrale anlæg, hvor de selv påtager sig risikoen og dermed også den potentielle gevinst. Ønsket med særordningen i 2016 var at sikre, at mindre varmepumper skulle realiseres uden at bruge ressourcer på aftaler mellem parterne. Samtidig skulle ordningen sikre, at varmepumper ikke underminerede allerede vedtagne lange investeringer i det kollektive system og gøre dem overflødige (altså "ekstrakapacitet", hvor der egentlig er tilstrækkelig grundlast i området). Rationalet bag mekanismen var at forhindre, at enkelte VDS'er kunne trække sig delvist ud af CTR uden en fælles optimering af kapacitet og behov og dermed efterlade de resterende medlemmer med omkostninger til hidtidige investeringer. Desuden var der også en eventuel risiko for, at der trækkes reservelast fra CTR, når det decentrale anlæg er ude af drift, uden at det ejende VDS således betaler "abonnement" for den kapacitet.

Synspunkter - HOFOR Fjernvarme har udtrykt bekymring ved, at det i dag kun er muligt at etablere anlæg over 10 MW, hvis der indgås en varmeaftale med CTR, og at særordningen for anlæg <10 MW ifølge HOFOR, i visse situationer påfører VDS'erne urimelige omkostninger. Dette udgør ifølge HOFOR samlet en begrænsning af VDS'ernes incitament til at bidrage til den grønne omstilling. Tårnby Forsyning og Frederiksberg Forsyning har forholdt sig positivt overfor en lempelse af 10 MW-reglen. Der har generelt været enighed om, at VDS'ernes mulighed for selv at udbygge ikke skal udgøre en risiko for det kollektive system, hvis de enkelte VDS'er får mulighed for at suboptimere.



### Hensyn til de historisk besluttede investeringer og varmesalg gennem CTR

Introduktion - Problematikken hænger sammen med muligheden for at fortage individuelle investeringer i det kollektive system og omhandler, hvornår det bør fremhæves i analysen, at kunderne i CTR kompromitteres (eller risikerer at kompromitteres), hvis der åbnes op for VDS'ernes mulighed for decentral produktion uden varmeaftale.

Synspunkter – Særligt HOFOR Fjernvarme har udtrykt sin bekymring ved, at analysen problematiserer forskellige risici/opmærksomhedspunkter ved at åbne op for decentral produktion uden varmeaftale. Det skyldes, at disse risici ikke nødvendigvis er iboende og en ny ordning derfor godt kan designes således, at den mitigerer disse potentielt negative konsekvenser. HOFOR Fjernvarme er bekymret for, at et unødigt kritisk fokus kan have negative konsekvenser for en eventuel behandling af forslaget og dermed muligheden for at bygge egne decentral anlæg i det kollektivt forsynede system. Omvendt har CTR understreget, at de gerne vil sikre, at kollektivet fortsat får fordel af fælles investeringer fremadrettet samt sikre kundegrundlaget for allerede foretagende investeringer i værker og reservelast. Det er CTR's ønske, at der laves transparente aftaler for hvilke organisationer der har forsyningsret og -pligt over de forskellige kundegrupper. Implement har valgt at rapportere alle potentielle opmærksomhedspunkter/risici i analysen, idet de efter vores mening udgør en slags "tjekliste" i et eventuelt videre arbejde med at ændre mulighederne for at realisere økonomien fra decentral produktion. Denne opfattelse deltes af en række andre af arbejdsgruppens medlemmer.



### Særordningen for nye kunder

Introduktion - Problematikken kan deles op i to dele:

- 1) **Hensigt:** Særordningen som en introduktionsrabat til at nedbringe de faste omkostninger pr. kunde på sigt.
- 2) **Længde:** Sammenspillet mellem særordningen og tidsforskydningen i beregningsgrundlaget for fordelingsnøglen til fordeling af den faste betaling giver i realiteten 9 års rabat. Rabat skal her forstås sådan, at VDS med ny kunde kan fakturere den nye kunde for fast betaling i 9 år, før VDS skal betale fuld fast betaling til CTR, hvor den nye kunde indgår i fordelingsnøglen. Uden særordning for nye kunder ville tilkobling af nye kunder give en rabat på den faste betaling i 4 år pga. den generelle tidsforskydning i beregningsgrundlaget.

Synspunkter - Et enkelt medlem har sat spørgsmålstejn ved, om forudsætningerne for særordningen stadig gør sig gældende i dag. Det mener andre i arbejdsgruppen fortsat gør sig gældende. I forhold til problematikken anden del, har der i lyset af resultaterne været generel opbakning i arbejdsgruppen omkring behovet for at genbesøge grundlaget for og udmøntningen af særordningen.



### Prioriteringen af affald i varmelast og sommerlastmekanismer

Introduktion – Problematikken omhandler, at nogle af de decentrale anlæg ikke kan garanteres lasttildeling, selvom de i perioder næsten kan producere gratis fjernvarme. Det kan skabe u hensigtsmæssigheder ift. anlægsdimensionering og sammentænkning af varme-køleproduktion.

Synspunkter – Frederiksberg Forsyning har udtrykt bekymring om dette emne, men det er ikke blevet behandlet indgående, da det ikke er en del af Kommissariatet og ikke relaterer sig til afregningsmodellen. Der var dog enighed iblandt flere af medlemmerne omkring udfordringen ved, at prioritering af affald reducerer muligheden for at udnytte forsyningssynergier som f.eks. varme- og køling samt overskud fra elproduktion samt, at det så ud til at forsinke den grønne decentrale omstilling. HOFOR Fjernvarme tilslutter sig ovenstående pointe.

## ○ Afregningsregler og modeloprydning

Introduktion - Problematikken omhandler, at der er enkelte steder og elementer i afregningsmodellen, som enten ikke direkte er specificeret i reglerne (f.eks. særordningen for anlæg <10 MW), er forældede (f.eks. §3 stk. 6. ift. UVA-afgifter) eller kan fortolkes tvetydigt (f.eks. mht. afkølingstariffen som en fast eller variabel del af puljeprisen). Desuden kan der ifm. Fritvalgs-modellen ske en forskydning således, at omkostninger samt parametre, der indgår i fordelingsnøglen for effektbetalingen, og som historisk kun har haft lille betydning i puljeprisen, får en større betydning fremadrettet. Dette understreger behovet for, at afregningsmodellen klart og enkelt beskriver både rapporterings- og kategoriseringskrav, så forskellige fortolkninger, og dermed praksis, undgås på tværs af varmedistributionselskaberne og CTR.

Synspunkter - Der har været enighed i arbejdsgruppen omkring behovet for at tydeliggøre og indskrive de relevante regler i en mindre revision af CTR's AFREGNING MED VARMEAFTAGERE (SALG).

## ○ Analytisk tilgang og konklusioner fra Tema 6

Introduktion - Problematikken omhandler, hvorvidt afregningsmodellen giver tilstrækkelige incitamentter til grøn investering og omstilling. Her konklusionen fra afrapporteringen af Tema 6, at afregningsmodellen ikke favoriserer specifikke investeringer, uanset om de er sorte eller grønne.

Synspunkter - HOFOR har fremhævet, at deres læsning af Tema 6 i højere grad er at undersøge, om afregningsmodellen giver VDS'erne samme mulighed som CTR til at bidrage til omstillingen ved selv at foretage fremtidige (grønne) investeringer. Implement har derimod læst beskrivelsen af Tema 6 fra Kommissoriet som havende fokus på at undersøge, om der ved valget og driften af investeringer eksisterer grønne incitamentter i afregningsmodellen. Implement mener desuden, at emnet omkring incitamentter for ejerskab og realisering af økonomi på egne anlæg allerede behandles af andre temaer i analysen (bla. Tema 1 og 4). Her er konklusionen bl.a., at der i dag er begrænsede muligheder for, at det enkelte VDS kan bidrage til omstillingen ved selv at bære investeringen i, og driften af, decentrale anlæg (dvs. uden varmeaftale).



CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag 9.2

J.nr.: 200206/118049

Til dagsordenens punkt

9

Til: ORIENTERING

Punkt  A

Web  J

---

## LEDELSESRESUMÉ - SERVICEEFTERSYN AF CTR'S AFREGNINGSMODEL

# Serviceeftersyn af CTR's afregningsmodel

Implement Consulting Group  
April 2025



# LEDELSESRESUMÉ | CTR's afregningsmodel fungerer overordnet efter hensigten, men begrænser varmedistributionsselskabernes (VDS) frihed til at realisere gevinster fra egenproduktion i balance med økonomien i fælles produktion

Serviceeftersynet af CTR's afregningsmodel, udført af Implement Consulting Group i efteråret 2024, har til formål at undersøge og komme med eventuelle forbedringer til afregningsmodellen for fjernvarme solgt af CTR til varmedistributionsselskaberne i dets fem ejerkommuner; Frederiksbergs, Gentofte, Gladsaxe, København og Tårnby. Eftersynet sker i lyset af de seneste års øget fokus på grøn omstilling og mulighed for decentralisering. Projektet analyserer investeringer og ejerskab i CTR.

Serviceeftersynet er blevet til i samarbejde med CTR samt løbende dialog og sparring med arbejdsgruppens medlemmer HOFOR Fjernvarme, Frederiksberg Forsyning, Gentofte Gladsaxe Fjernvarme, samt Tårnby Forsyning.

## Analysen viser:







- At økonomien (både potentielle besparelser og risici) i nye decentrale anlæg med varmeaftale fordeles mellem alle CTR's ejerkommuner, mens økonomien ved decentrale anlæg uden varmeaftale – hvilket ikke er muligt i med reglerne i dag - primært tilfalder det opførende varmedistributionsselskab (VDS).
- At en intern projektorganisation i CTR medfører en marginal stigning i puljeprisen.
- At særordningen for nye kunder giver rabat til nye kunder. Særordningen har i kombination med de generelle afregningsregler, en effekt på varmeprisen i op til 9 år fra den nye kundes tilslutningstidspunkt.
- At særordningen for anlæg <10 MW lægger omkostningerne forbundet med opførelse og drift, samt risiko på den opførende VDS, mens øvrige VDS'er opnår besparelser over effektbetalingen fra det opførende VDS (idet CTR stadig levere spidslast, hvis anlægget er ude af drift).
- At der er et behov for at planlægge fordelingen af fremtidig decentral produktion for at undgå overproduktion samt give alle lige mulighed for at bygge. Generelt forventes nye decentrale anlæg at kunne producere billigere end det gennemsnitlig nuværende anlæg. Økonomien forventes således at være positiv/give en besparelse, men afhænger af de faktiske og individuelle forhold.

I forbindelse med serviceeftersynet, er der fremkommet en række opmærksomhedspunkter, der har været vigtige at understrege i det videre arbejde med afregningsmodellen og puljeprisen, selvom de ikke er nævnt direkte i kommissoriet for opgaven. Opmærksomhedspunkterne omfatter at der bør være en forpligtigelse til at hæfte for de historiske investeringsbeslutninger, sikre betaling for spids- og reservelast ved investeringer i decentrale anlæg opført uden garanti for varmeleverance (dvs. ingen tilknyttet spids- eller reservelast), tydeliggørelse af rapporteringskrav og omkostningsfordelinger. Desuden bemærkes det, at prioriteringen af affald i dens nuværende form forventes at forsinke den grønne omstilling.

## Baseret på analysen samt output fra arbejdsgruppemøderne anbefaler Implement (se uddybning s. 67-68 i baggrundsrapporten):

1. Igangsættelsen af en analyse af særordningen for nye kunder mht. længden af rabathorisonten, tilslutningstidspunktet, effekten på eksisterende kunder og under hvilke forhold rabatten typisk opnås mhp. at afdække om ordningen skal fortsætte i sin nuværende form.
2. Tydeliggørelse og opdatering af afregningsreglerne, herunder specifikation af krav til indberetning og klar kategorisering af omkostninger i afregningsmodellen.
3. Nedsættelse af en arbejdsgruppe til at skitsere potentielle modeller for decentral produktion, hvor VDS'erne selv realiserer økonomien. For hver af modellerne, bør det belyses, hvordan det forventes at ville påvirke det kollektive CTR systemet. Implement anbefaler, at alle de skitserede modeller på den ene eller anden måde tager højde for, at der fortsat skal sikres, at der hæftes for de historiske investeringer samt sker en fair betaling for ydelser leveret af CTR (herunder spids- og reservelast).

# Ledelsesresumé | CTR's afregningsmodel løfter i dag kollektivets interesser, men har behov for justeringer ifm. stigende egen- og decentral produktion

Tema	Hovedindsigter	Betydning
<b>Tema 1:</b> Ny varmeproduktion og ejerforhold	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ejerforhold og varmeaftaler påvirker, hvilke slutkunder der realiserer økonomien i nye decentrale anlæg. Nye decentrale anlæg med varmeaftale (under f.eks. fritvalgs-modellen) er en kollektiv investering og giver derfor omkostninger/besparelser til alle ejerkommunerne.</li> <li>Der er en række potentielle udfordringer ved at åbne op for decentral produktion uden varmeaftale/hvor det opførende VDS kan realisere økonomien, hvis ikke der sikres hensigtsmæssig håndtering af spids- og reservelastsbehov, når anlægget er ude af drift, samt kollektivets hæftninger for historiske investeringer.</li> </ul>	
<b>TEMA 2:</b> Nye kompetencer i CTR	<ul style="list-style-type: none"> <li>Intern projektorganisation med forventede nettoomkostninger på 0,41 mio kr. medfører omkostninger, der deles med den i afregningsmodellen fastsatte fordelingsnøgle mellem varmedistributionselskaberne, hvilket øger fjernvarmeprisen marginalt med 0,02 kr./GJ eller 0,01%.</li> <li>Insourcing tilskynder marginalt til produktion i CTR-regi, hvor VDS'er kan ende med at betale for både interne og CTR-kompetencer, men åbner omvendt også mulighed for kollektive stordriftsfordele for særligt de mindre VDS'er.</li> </ul>	 
<b>TEMA 3:</b> Særordning for nye kunder	<ul style="list-style-type: none"> <li>Særordningen for nye kunder giver rabat i 5 år til VDS'er der tilslutter nye kunder. Samtidig opgøres varmebetalingen forskudt i afregningsmodellen, hvilket medvirker til, at tilslutningen af nye kunder yderligere giver det tilsluttende VDS lavere omkostninger i de 4 år hvor kunderne indfases i afregningsmodellen. Samlet set giver tilslutningen af nye kunder derfor lavere omkostninger for det tilsluttende VDS i 9 år set fra tilslutningstidspunktet. VDS kan altså afregne effekt til sin kunde i år 0 fra tilslutning, men betaler først fuld effektbetaling til CTR i år 9. Den 5-årige rabat fra særordningen udgør 63% af den samlede rabat for at tilslutte nye kunder – resten udgøres af den forskudte opgørelse af varmebetalingen. Den samlede rabat ved at tilslutte nye kunder er altså større, end hvad særordningen umiddelbart tilsiger samt hvad arbejdsgruppen forventede.</li> <li>Tilslutningen af nye kunder vil øge den faste varmebetaling for de VDS'er (i en ni-årig periode), som ikke har tilsluttet nye kunder. Omvendt var rationalet, at flere kunder over tid giver en lavere gennemsnitspris til alle VDS'er (pga. stordriftsfordele og bedre udnyttelse af eksisterende kapacitet).</li> </ul>	
<b>TEMA 4:</b> Særordning for <10 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>Særordningen indebærer øgede omkostninger og risiko udelukkende for det opførende VDS. Gennem særordningen hæfter det opførende VDS for en forholdsmæssig større andel af de faste betalinger i CTR end deres varmeforbrug tilsiger, mens øvrige VDS'er hæfter for en forholdsmæssig lavere andel. Faldet i de øvrige VDS'ers andelen af den faste betaling modsvares ikke af en tilsvarende stigning i CTR's omkostninger til spids- og reservelast. Samlet set bliver resultatet således, at de øvrige VDS'er får en gevinst. Der er således en ulige fordeling mellem omkostninger og gevinster i ordningen. Per 2023 kommer kun 0,3% af varmeaftaget igennem CTR fra VDS'ernes egenproduktion.</li> <li>Effekten på det opførende VDS omkostninger afhænger af, om besparelsen på den variable del overstiger anlæggets faste omkostninger.</li> </ul>	 
<b>TEMA 5:</b> Indfasning af nye teknologier	<ul style="list-style-type: none"> <li>Varme fra nye VE-teknologier (varmepumper, geotermi mfl.) er billigere end ved geninvestering i kraftvarme fra de dyreste KV-værker, der kører på træpiller. Dog er KV-varme på træpiller på transmissionsniveau fortsat billigere i variable omkostninger, og det kan derfor ikke betale sig at udskifte dem før tid/de er fuldt nedslidte – nye VE-teknologier er dog allerede i dag billigere på distributionsniveau. Samlet set forventes varmebehov potentialet fra nye teknologier frem mod 2030 at være på ca. 3.400TJ/18% af CTR's årlige produktion.</li> <li>Der er behov for en proportionel fordeling af den nye billigere VE-varme for at undgå en "først-til-mølle" besparelse for VDS'er der omstiller hurtigt med henblik på at forsyne lokalt og ikke i CTR-regi.</li> </ul>	
<b>TEMA 6:</b> Grønne incitamenter	<ul style="list-style-type: none"> <li>Der er tale om en administrativ model, der ikke i sig selv rummer incitamenter til grøn omstilling. Incitamenter er i stedet styret af nationale og europæiske niveauer i form af brændsels- og CO<sub>2</sub>-afgifter.</li> </ul>	

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag 9.3

J.nr.: 200206/118052

Til dagsordenens punkt

9

Til: ORIENTERING

Punkt  A

Web  J

---

**BAGGRUNDSRAPPORT - SERVICEEFTERSYN AF CTR'S AFREGNINGSMODEL - IMPLEMENT POWERPOINSLIDES**

# Serviceeftersyn af CTR's afregningsmodel

Implement Consulting Group  
April 2025





# Indholdsfortegnelse

Ledelsesresumé	3
Baggrund	6
Beskrivelse af nuværende model	9
Analyse af afregningsmodellen	21
Anbefaling til forbedringer	64
Bilag	

# LEDELSESRESUMÉ | CTR's afregningsmodel fungerer overordnet efter hensigten, men begrænser varmedistributionsselskabernes (VDS) frihed til at realisere gevinster fra egenproduktion i balance med økonomien i fælles produktion

Serviceeftersynet af CTR's afregningsmodel, udført af Implement Consulting Group i efteråret 2024, har til formål at undersøge og komme med eventuelle forbedringer til afregningsmodellen for fjernvarme solgt af CTR til varmedistributionsselskaberne i dets fem ejerkommuner; Frederiksbergs, Gentofte, Gladsaxe, København og Tårnby. Eftersynet sker i lyset af de seneste års øget fokus på grøn omstilling og mulighed for decentralisering. Projektet analyserer investeringer og ejerskab i CTR.

Serviceeftersynet er blevet til i samarbejde med CTR samt løbende dialog og sparring med arbejdsgruppens medlemmer HOFOR Fjernvarme, Frederiksberg Forsyning, Gentofte Gladsaxe Fjernvarme, samt Tårnby Forsyning.

## Analysen viser:

- At økonomien (både potentielle besparelser og risici) i nye decentrale anlæg med varmeaftale fordeles mellem alle CTR's ejerkommuner, mens økonomien ved decentrale anlæg uden varmeaftale – hvilket ikke er muligt i med reglerne i dag - primært tilfalder det opførende varmedistributionsselskab (VDS).
- At en intern projektorganisation i CTR medfører en marginal stigning i puljeprisen.
- At særordningen for nye kunder giver rabat til nye kunder. Særordningen har i kombination med de generelle afregningsregler, en effekt på varmeprisen i op til 9 år fra den nye kundes tilslutningstidspunkt.
- At særordningen for anlæg <10 MW lægger omkostningerne forbundet med opførelse og drift, samt risiko på den opførende VDS, mens øvrige VDS'er opnår besparelser over effektbetalingen fra det opførende VDS (idet CTR stadig levere spidslast, hvis anlægget er ude af drift).
- At der er et behov for at planlægge fordelingen af fremtidig decentral produktion for at undgå overproduktion samt give alle lige mulighed for at bygge. Generelt forventes nye decentrale anlæg at kunne producere billigere end det gennemsnitlig nuværende anlæg. Økonomien forventes således at være positiv/give en besparelse, men afhænger af de faktiske og individuelle forhold.

I forbindelse med serviceeftersynet, er der fremkommet en række opmærksomhedspunkter, der har været vigtige at understrege i det videre arbejde med afregningsmodellen og puljeprisen, selvom de ikke er nævnt direkte i kommissoriet for opgaven. Opmærksomhedspunkterne omfatter at der bør være en forpligtigelse til at hæfte for de historiske investeringsbeslutninger, sikre betaling for spids- og reservelast ved investeringer i decentrale anlæg opført uden garanti for varmeleverance (dvs. ingen tilknyttet spids- eller reservelast), tydeliggørelse af rapporteringskrav og omkostningsfordelinger. Desuden bemærkes det, at prioriteringen af affald i dens nuværende form forventes at forsinke den grønne omstilling.

## Baseret på analysen samt output fra arbejdsgruppemøderne anbefaler Implement (se uddybning s. 67-68):

1. Igangsættelsen af en analyse af særordningen for nye kunder mht. længden af rabathorisonten, tilslutningstidspunktet, effekten på eksisterende kunder og under hvilke forhold rabatten typisk opnås mhp. at afdække om ordningen skal fortsætte i sin nuværende form.
2. Tydeliggørelse og opdatering af afregningsreglerne, herunder specifikation af krav til indberetning og klar kategorisering af omkostninger i afregningsmodellen.
3. Nedsættelse af en arbejdsgruppe til at skitsere potentielle modeller for decentral produktion, hvor VDS'erne selv realiserer økonomien. For hver af modellerne, bør det belyses, hvordan det forventes at ville påvirke det kollektive CTR systemet. Implement anbefaler, at alle de skitserede modeller på den ene eller anden måde tager højde for, at der fortsat skal sikres, at der hæftes for de historiske investeringer samt sker en fair betaling for ydelser leveret af CTR (herunder spids- og reservelast).

# Ledelsesresumé | CTR's afregningsmodel løfter i dag kollektivets interesser, men har behov for justeringer ifm. stigende egen- og decentral produktion

Tema	Hovedindsigter	Betydning
<b>Tema 1:</b> Ny varmeproduktion og ejerforhold	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ejerforhold og varmeaftaler påvirker, hvilke slutkunder der realiserer økonomien i nye decentrale anlæg. Nye decentrale anlæg med varmeaftale (under f.eks. Fritvalgs-modellen) er en kollektiv investering og giver derfor omkostninger/besparelser til alle ejerkommunerne.</li> <li>Der er en række potentielle udfordringer ved at åbne op for decentral produktion uden varmeaftale/hvor det opførende VDS kan realisere økonomien, hvis ikke der sikres hensigtsmæssig håndtering af spids- og reservelastsbehov, når anlægget er ude af drift, samt kollektivets hæftninger for historiske investeringer.</li> </ul>	
<b>TEMA 2:</b> Nye kompetencer i CTR	<ul style="list-style-type: none"> <li>Intern projektorganisation med forventede nettoomkostninger på 0,41 mio kr. medfører omkostninger, der deles med den i afregningsmodellen fastsatte fordelingsnøgle mellem varmedistributionsselskaberne, hvilket øger fjernvarmeprisen marginalt med 0,02 kr./GJ eller 0,01%.</li> <li>Insourcing tilskynder marginalt til produktion i CTR-regi, hvor VDS'er kan ende med at betale for både interne og CTR-kompetencer, men åbner omvendt også mulighed for kollektive stordriftsfordele for særligt de mindre VDS'er.</li> </ul>	
<b>TEMA 3:</b> Særordning for nye kunder	<ul style="list-style-type: none"> <li>Særordningen for nye kunder giver rabat i 5 år til VDS'er der tilslutter nye kunder. Samtidig opgøres varmebetalingen forskudt i afregningsmodellen, hvilket medvirker til, at tilslutningen af nye kunder yderligere giver det tilsluttende VDS lavere omkostninger i de 4 år hvor kunderne indfases i afregningsmodellen. Samlet set giver tilslutningen af nye kunder derfor lavere omkostninger for det tilsluttende VDS i 9 år set fra tilslutningstidspunktet. VDS kan altså afregne effekt til sin kunde i år 0 fra tilslutning, men betaler først fuld effektbetaling til CTR i år 9. Den 5-årige rabat fra særordningen udgør 63% af den samlede rabat for at tilslutte nye kunder – resten udgøres af den forskudte opgørelse af varmebetalingen. Den samlede rabat ved at tilslutte nye kunder er altså større, end hvad særordningen umiddelbart tilsiger samt hvad arbejdsgruppen forventede.</li> <li>Tilslutningen af nye kunder vil øge den faste varmebetaling for de VDS'er (i en ni-årig periode), som ikke har tilsluttet nye kunder. Omvendt var rationale, at flere kunder over tid giver en lavere gennemsnitspris til alle VDS'er (pga. stordriftsfordele og bedre udnyttelse af eksisterende kapacitet).</li> </ul>	
<b>TEMA 4:</b> Særordning for <10 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>Særordningen indebærer øgede omkostninger og risiko udelukkende for det opførende VDS. Gennem særordningen hæfter det opførende VDS for en forholdsvis større andel af de faste betalinger i CTR end deres varmeforbrug tilsiger, mens øvrige VDS'er hæfter for en forholdsvis lavere andel. Faldet i de øvrige VDS'ers andelen af den faste betaling modsvares ikke af en tilsvarende stigning i CTR's omkostninger til spids- og reservelast. Samlet set bliver resultatet således, at de øvrige VDS'er får en gevinst. Der er således en ulige fordeling mellem omkostninger og gevinster i ordningen. Per 2023 kommer kun 0,3% af varmeaftaget igennem CTR fra VDS'ernes egenproduktion.</li> <li>Effekten på det opførende VDS omkostninger afhænger af, om besparelsen på den variable del overstiger anlæggets faste omkostninger.</li> </ul>	
<b>TEMA 5:</b> Indfasning af nye teknologier	<ul style="list-style-type: none"> <li>Varme fra nye VE-teknologier (varmepumper, geotermi mfl.) er billigere end ved geninvestering i kraftvarme fra de dyreste KV-værker, der kører på træpiller. Dog er KV-varme på træpiller på transmissionsniveau fortsat billigere i variable omkostninger, og det kan derfor ikke betale sig at udskifte dem før tid/de er fuldt nedslidte – nye VE-teknologier er dog allerede i dag billigere på distributionsniveau. Samlet set forventes varmebehov potentialet fra nye teknologier frem mod 2030 at være på ca. 3.400TJ/18% af CTR's årlige produktion.</li> <li>Der er behov for en proportionel fordeling af den nye billigere VE-varme for at undgå en "først-til-mølle" besparelse for VDS'er der omstiller hurtigt med henblik på at forsyne lokalt og ikke i CTR-regi.</li> </ul>	
<b>TEMA 6:</b> Grønne incitament	<ul style="list-style-type: none"> <li>Der er tale om en administrativ model, der ikke i sig selv rummer incitament til grøn omstilling. Incitament er i stedet styret af nationale og europæiske niveauer i form af brændsels- og CO2-afgifter.</li> </ul>	



# Indholdsfortegnelse

.....	
Ledelsesresumé	3
.....	
Baggrund	6
.....	
Beskrivelse af nuværende model	9
.....	
Analyse af afregningsmodellen	21
.....	
Anbefaling til forbedringer	64
.....	
Bilag	
.....	

# BAGGRUND | Fremtiden for CTR byder på etablering af nye rammer, grøn omstilling og en decentralisering og udbygning af fjernvarmenettet

## CTR'S SITUATION

### Hvile-i-sig-selv princip



CTR er underlagt hvile-i-sig-selv-princippet via Varmeforsyningsloven – og må dermed ikke selv oparbejde over/underskud. Formålet er at sikre billigst mulig fjernvarme til forbrugerne og sikre en løbende udbygning af fjernvarmenettet, der er til gavn for samfundsøkonomien. Der er i 2025 indgået en politisk aftale om et nyt prisloft.

### Grønne ambitioner



Der er blevet skruet kraftigt op for både de grønne ambitioner og ambitionerne om udbygning af fjernvarmenettet bl.a. i Hovedstadsområdet - særligt på grund af klimakrisen.

### Vedtægtsændringer



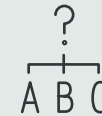
CTR har for nylig gennemført en vedtægtsændring, der sikrer nye rammer for CTR – så de aktivt kan understøtte både udbygningen og etableringen af fremtidens fjernvarmesystem.

### Ejerskabsstruktur



CTR er ejet af fem kommuner, og afregner omkostningerne til etableringen og driften af fjernvarmesystemet til varmedistributions-selskaberne i de fem kommuner. Det gør de gennem den såkaldte "aftale om CTR's afregning med varmeaftagere (salg)" – afregningsmodellen.

## CTR'S UDFORDRING



De nye vedtægtsændringer understøtter en såkaldt "Fritvalgs-model", hvor ejerkommunerne selv kan vælge, om CTR skal anlægge og drive varmeproducerende anlæg, eller om kommunernes distributionselskaber vil gøre det. Fritvalgs-modellen har således også potentielt en konkret økonomisk betydning for CTR og afregningsmodellen.

## KERNESPØRGSMÅL FOR CTR

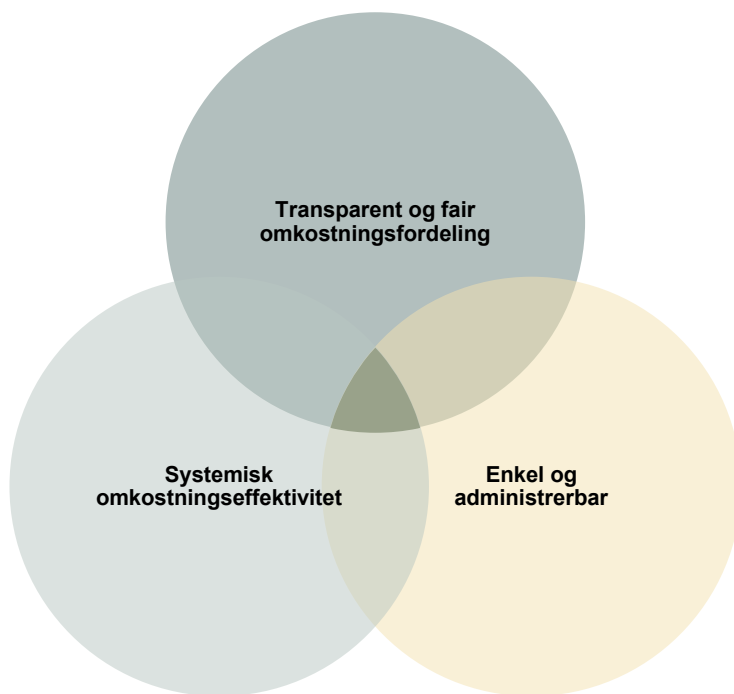


Med serviceeftersynet ønsker CTR at undersøge, om afregningsmodellen:

- understøtter etableringen og udbygningen af fremtidens fjernvarmesystem i Hovedstadsområdet (fx via nye teknologier).
- sikrer lighed mellem kommunerne.

# SUCCESSKRITERIER | CTR's afregningsmodel skal opfylde tre hovedkriterier for at sikre gode rammer for samarbejde og fordeling af omkostninger

## Succeskriterier for afregning af fjernvarme gennem CTR



Note: Baseret på dialog til arbejds møde mellem CTR og medlemmerne af arbejdsgruppen

**CTR og de fem ejerkommuner er enige om at CTR's afregningsmodel skal sikre:**

**Transparent omkostningsfordeling |** Det er bredt accepteret, at CTR's afregningsmodel skal sikre, at omkostninger forbundet med at distribuere fjernvarme i CTR's område fordeles således, at de parter, der får og/eller har haft gavn af systemet (herunder forsyningssikkerheden) afholder omkostninger.

**Systemisk omkostningseffektivitet |** Afregningsmodellen skal fremme de rigtige og økonomisk optimale produktion, der sikrer omkostningseffektivitet ude hos varmedistributionselskaberne uden at sætte den systemiske forsyningssikkerhed på spil eller efterlade en regning til de resterende selskaber.

**Enkel og administrerbar afregningsmodel |** Alle parter er enige om, at CTR's afregningsmodel skal være enkel at forstå og nem at administrere, for at sikre en effektiv drift og minimere administrative byrder.



# Indholdsfortegnelse

.....	
Ledelsesresumé	3
.....	
Baggrund	6
.....	
Beskrivelse af nuværende model	9
.....	
Analyse af afregningsmodellen	21
.....	
Anbefaling til forbedringer	64
.....	
Bilag	
.....	

I dette afsnit dykker vi ned i ....



## 1. CTR's rolle og infrastruktur:

- En beskrivelse af CTR's funktion som transmissionsselskab og dets samarbejde med andre transmissionsselskaber og fjernvarmeselskaberne i dets fem ejerkommuner.

## 2. Ejerskabsforhold ift. fjernvarmeudbygning

- Hvordan ejerskabsforhold påvirker varmeafregningen baseret på placeringen af produktion i forhold til CTR's ejerskabsgrænse samt trin i planlægning og udførelse af varmeproduktion.

## 3. Beskrivelse af afregningsmodellen:

- Beskrivelse af puleprisens opbygning herunder, hvordan CTR's omkostninger fordeles mellem VDS'erne i de fem ejerkommuner (varmedistributionselskaber) via en fast og en variabel varmebrugsdel. Beskrivelse af hvile-i-sig-selv-princippet og hvordan dette sikrer, at CTR's indtægter matcher omkostningerne.

## 4. Indirekte risici mht. afregningsmodellen:

- De økonomiske incitamenter og risici forbundet med forskellige typer ejerskabsforhold, herunder udfordringer med historiske afskrivninger, betaling af ny spidslast og eventuel varmespekulation/'taktisk varmekøb' fra CTR.

## 5. Fritvalgs-modellen:

- Hvordan Fritvalgs-modellen giver mulighed for at etablere decentrale anlæg >10 MW og hvordan dette påvirker afregningsmodellen.

Centrale indsigter fra dette afsnit...



## 1. CTR's rolle og infrastruktur:

- CTR fungerer som transmissionsselskab, der forbinder varmeproducenter sammen med varmedistributører i hovedstadsområdet. Foruden ledningstransmission står CTR også for drift, vedligeholdelse og udvikling af boosterpumpestationer, spidslastanlæg og varmevekslerstationer.
- Samarbejder med transmissionsselskaber om varmekøb og –priser samt forsyningsikkerhed.

## 2. Ejerskabsforhold ift. fjernvarmeudbygning

- Ejerskabsforhold påvirker varmeafregningen afhængigt af, hvor produktionen ligger i forhold til CTR's ejerskabsgrænse. Der er risiko for, at VDS'erne spekulerer i varmekøb fra CTR, hvis ikke de pålægges at melde in over varmelast.

## 3. Beskrivelse af afregningsmodellen:

- Afregningsmodellen fordeler CTR's faste og variable omkostninger mellem VDS'erne via en fast og en variabel varmebrugsdel. Forholdet mellem de faste og variable omkostninger var ca. 40/60 i 2023. Fordelingsnøglen for den faste betaling justeres ud fra særordningerne for egenproduktion <10 MW og nye kunder.

## 4. Indirekte risici mht. afregningsmodellen:

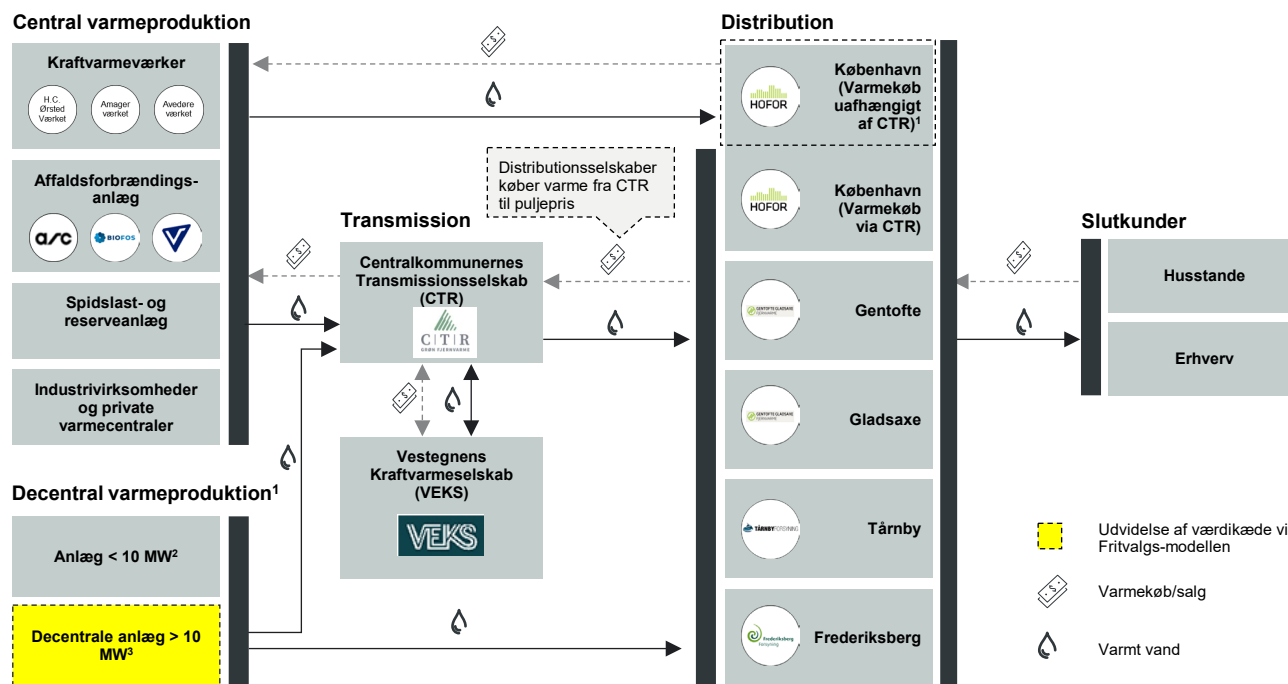
- Der er potentielt en række økonomiske risici forbundet med ejerskabsforhold for nye anlæg uden varmeaftale med CTR, herunder udfordringer med hæftning for historiske afskrivninger, betaling af ny spids- og reservelast og potentielt taktisk varmekøb.

## 5. Fritvalgs-modellen:

- Giver mulighed for at etablere decentrale anlæg >10 MW, hvor ejerkommunerne nu kan vælge at bede CTR om at anlægge, eje og drive nye decentrale anlæg (eller gøre det via eget distributionsselskab, som det hele tiden har været muligt). Det er således fortsat kun muligt for VDS'erne at etablere anlæg over 10 MW med en varmeaftale.
- Der er ingen åbenlyse uhensigtsmæssigheder i forhold til den nuværende afregningsmodel så længe varmen afsættes under puljeprisen.

# VARMESYSTEM | CTR's rolle som transmissionsselskab er at forbinde varmeproducenter sammen med varmedistributører i Hovedstadsområdet og sikre tilstrækkelig forsyning

## Værdikæde

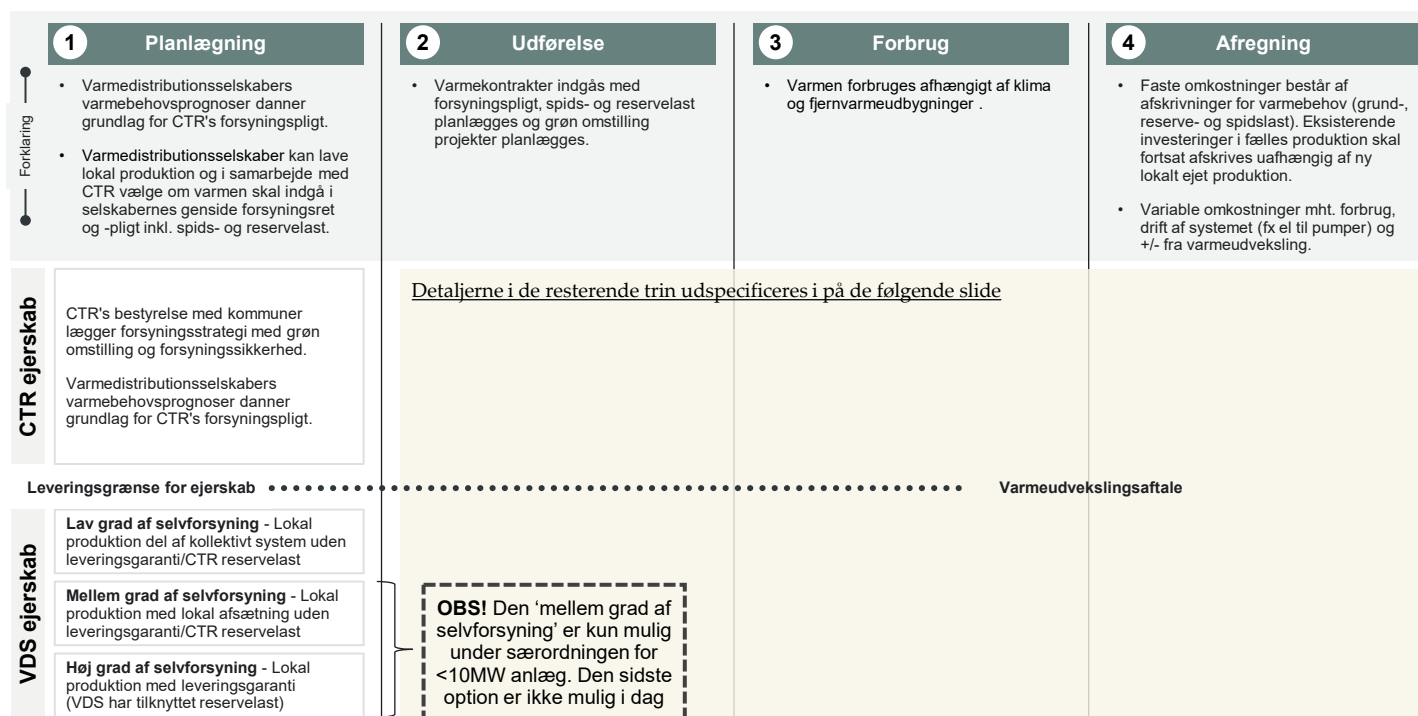


- CTR står for at levere klima- og miljøvenlig fjernvarme i hovedstadsområdet. CTR køber hovedparten af fjernvarmen fra tre kraftvarmepværker og tre affaldsforbrændingsanlæg. CTR ejer og driver også 54 km rørledninger, tre boosterpumpestationer, 14 spidslastanlæg og 26 varmevekslerstationer.
- CTR og VEKS's varmetransmissionsnet er bundet sammen, men selskaberne er uafhængige af hinanden. Sammen med HOFOR har de to selskaber et betydeligt samarbejde om varmelast, forsyningssikkerhed og lavest mulige varmepriser. Samarbejdet er baseret på, at det varme vand – gennem indbyrdes køb og salg – kan leveres mellem de 3 selskaber.
- Den fjernvarme CTR køber hos producenterne, eller selv producerer, leveres til de kommunale varmedistributionselskaber i de 5 ejerkommuner, København, Frederiksberg, Gentofte, Gladsaxe og Tårnby.
- Endeligt videredistribuerer de kommunale distributionselskaber varmen til slutkunderne.
- CTR er underlagt et hvile-i-sig-selv princip, hvor en over- eller underdækning bliver indregnet i det næste års pris og på den måde bliver sendt tilbage til varmekunderne.

Note: 1) Omkring en tredjedel af HOFOR's varme er købt direkte fra varmeproducenten fremfor hos CTR – det drejer sig om varmekøb til de kunder, der tidligere fik leveret deres varme som damp. Derudover er der lignende forbindelse til VEKS, men grafisk illustration er ikke medtaget for grafisk simplicitet. 2) Via CTR's afregningsprincipper "Ordning for anlæg <10 MW" kan distributionselskaber etablere decentrale anlæg <10 MW med henblik på forsyning af egne kunder. 3) Ved introduktionen af Fritvalgs-modellen får VDS'er mulighed for at bede CTR om at etablere decentrale anlæg >10 MW - se næste side for flere detaljer.  
 Kilde: Implement Economics baseret på CTR's hjemmeside (CTR.dk) og VEKS's hjemmeside (VEKS.dk)

# EJERSKABSFORHOLD | CTR's varmeafregning afhænger af hvor meget af produktionen, der ligger på CTR's side af ejerskabsgrænsen – resumé af figur i box til højre

## Planlægning og ejerskabsforhold for varmeproduktion i CTR



Kilde: Implement baseret på arbejds-session og oversigt fra CTR

Variable omkostninger → Fast omkostninger → Beslutning →

Illustrationen til højre viser varmesalg i forskellige niveauer af ejerskab og selvforsyning, fra et fuldt fællesskab til en situation, hvor VDS'et selv producerer og ejer både grund- og reservelast decentralt (den højeste grad af selvforsyning).

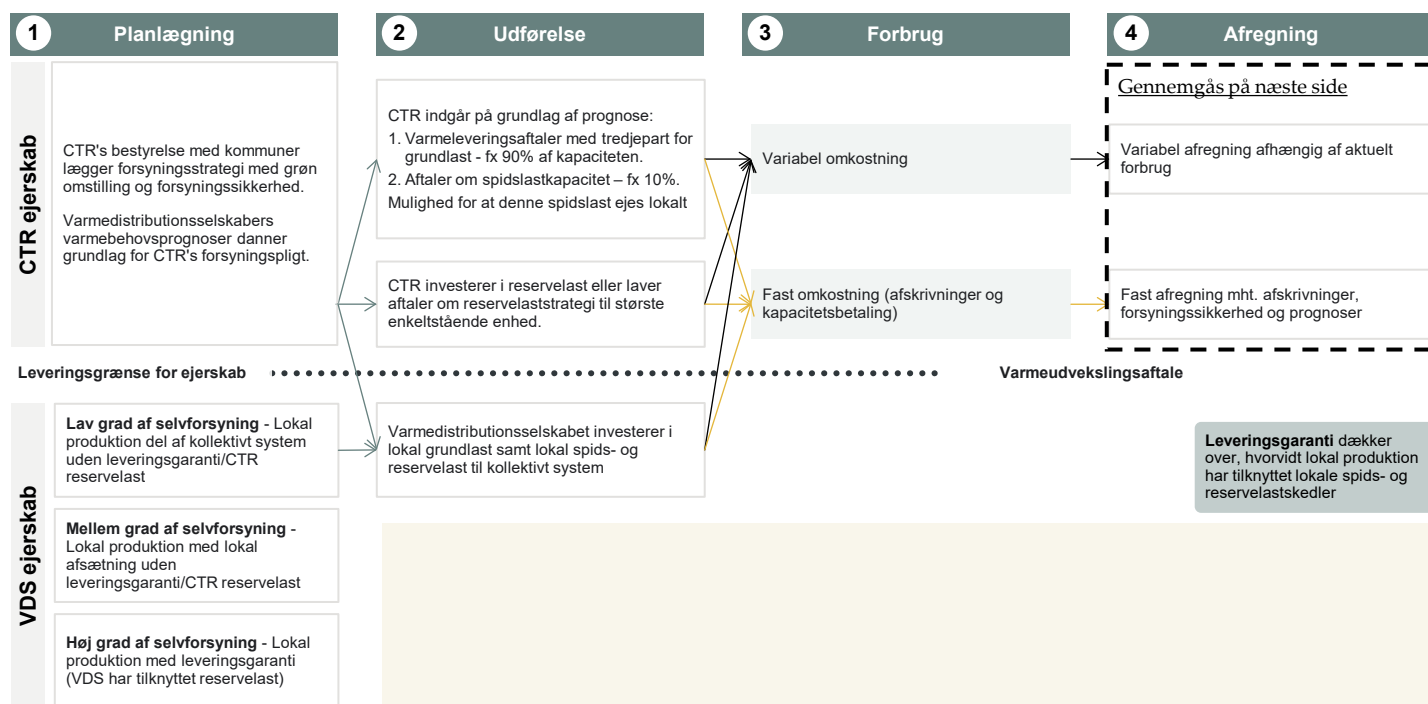
Der er flere trin, der bestemmer, om og hvordan fjernvarmesalg i CTR's ejerkommuner afregnes gennem CTR's afregningsmodel eller separat:

1. Planlægning af varmeproduktion kan enten foregå i CTR, baseret på kommunernes forsyningsstrategi, eller hos de enkelte varmedistributionselskaber.
2. Udførelsen er baseret på varmetafter; anlæg med varmetafter har ikke leveringsgaranti, men CTR stiller i stedet garanti for varmelevering fra spids- og reservelastanlæg.
3. Forbruget er afhængigt af klimaet og udbygningen af fjernvarmen. Hvilke anlæg der skal være i drift, besluttes i varmelast.
4. Afregningen afhænger af leveringsgrænsen for ejerskab, hvor varmen fra alle anlæg med varmetafter afregnes til CTR's puljepris.

CTR's varmeafregning afhænger derfor af, hvor stor en del af produktionen der ligger på CTR's side af ejerskabsgrænsen.

# EJERSKABSFORHOLD | Den varme som CTR er leveringsansvarlig for afregnes i hhv. en fast og en variabel del, der udregnes i afregningsmodellen

## Planlægning og ejerskabsforhold for varmeproduktion i CTR



Figuren viser varmesalg i forbindelse med varmeaftalen, hvilket dækker alt varmesalg i det kollektive CTR-system. Dette omhandler det varmesalg, som CTR (sammen med kommunerne og VDS'erne) har til opgave at sikre gennem enten:

1. Varmekontrakter med tredjepart vedrørende grund- og spidslastkapacitet. Med Fritvalgs-modellen er det også blevet muligt for CTR at etablere og eje decentral varmeproduktion.
2. Lokal produktion (ejet af VDS) som en del af det kollektive CTR-system, dvs. med varmeaftale.

I begge tilfælde vil CTR være ansvarlig for at sikre, at der er tilstrækkelig spids- og reservelast i systemet.

Da hele forbruget er inkluderet under CTR, fordeles omkostningerne for alle anlæg i henholdsvis faste og variable omkostninger, som derefter afregnes inden for disse to kategorier over puljeprisen og CTR's afregningsmodel (se næste side for en detaljeret gennemgang).

Kilde: Implement baseret på arbejds-session og oversigt fra CTR

Variable omkostninger → Fast omkostninger → Beslutning →

# AFREGNINGSMODELLEN | Den nuværende model fordeler CTR's omkostninger mellem VDS'erne efter de faste og de variable omkostninger

## CTR'S PULJEPRIS TIL EJERKOMMUNERNE FASTSÆTTES SÅ DEN SIKRER AT INDTÆGTERNE ER LIG OMKOSTNINGERNE

CTR's indtægter	Puljepris	Omkostningskilde/bestanddel	Fordelingsnøgle
<p><i>er per design lig med CTR's omkostninger, jf. hvile-i-sig-selv-princippet</i></p>		<p><b>Effektbetaling = Fast omkostninger:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Afskrivninger (materielt og immaterielt)</li> <li>Renteomkostninger (materielt og immaterielt)</li> <li>Fast varmekøb</li> <li>Administration</li> <li>Drift og vedligeholdelse</li> <li>Forrentning af egenkapital</li> <li>Over/underækning</li> </ul> <p>Effektbetalingen skal fastsættes for en 5-årig periode, men under væsentlige ændringer er det muligt at afvige fra denne bestemmelse og i stedet fastsætte betalingen for en 1-årig periode<sup>1</sup> – som CTR har gjort de seneste par år<sup>2</sup>.</p>	<p><b>Fordelingsnøglen   Effektbetalingen</b> bliver fordelt mellem VDS'erne, hvor hver VDS's vægt regnes:</p> <p>= varmekøb hos CTR</p> <p>+ varmeaftagers køb af egenproduktion</p> <p>- varmeaftagers salg til nyttilsluttede kunder<sup>3</sup></p> <p>Vægten opgøres for det kommende kalenderår som energiaftaget (målt i GJ) i de tre foregående <u>afsluttede</u> kalenderår* (dvs. for 2025 anvendes 2021-23).</p>
		<p><b>Energibetaling = Variable omkostninger:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Brændsel i egne anlæg</li> <li>Variabelt varmekøb (udgør 61% af de totale omkostninger)</li> <li>El til pumper</li> <li>Afkølingstarif<sup>4</sup></li> <li>Køb/salg af CO2-kvoter</li> </ul>	<p><b>Fordelingsnøglen   Energibetalingen</b> er baseret på VDS'ernes faktiske varmekøb fra CTR i den enkelte måned.</p>

### Afregningsmodellen

CTR's afregningsmodel er baseret på hvile-i-sig-selv-princippet i Varmeforsyningsloven, hvor indtægterne fra fjernvarmeaftagerne modsvarer omkostninger i CTR.

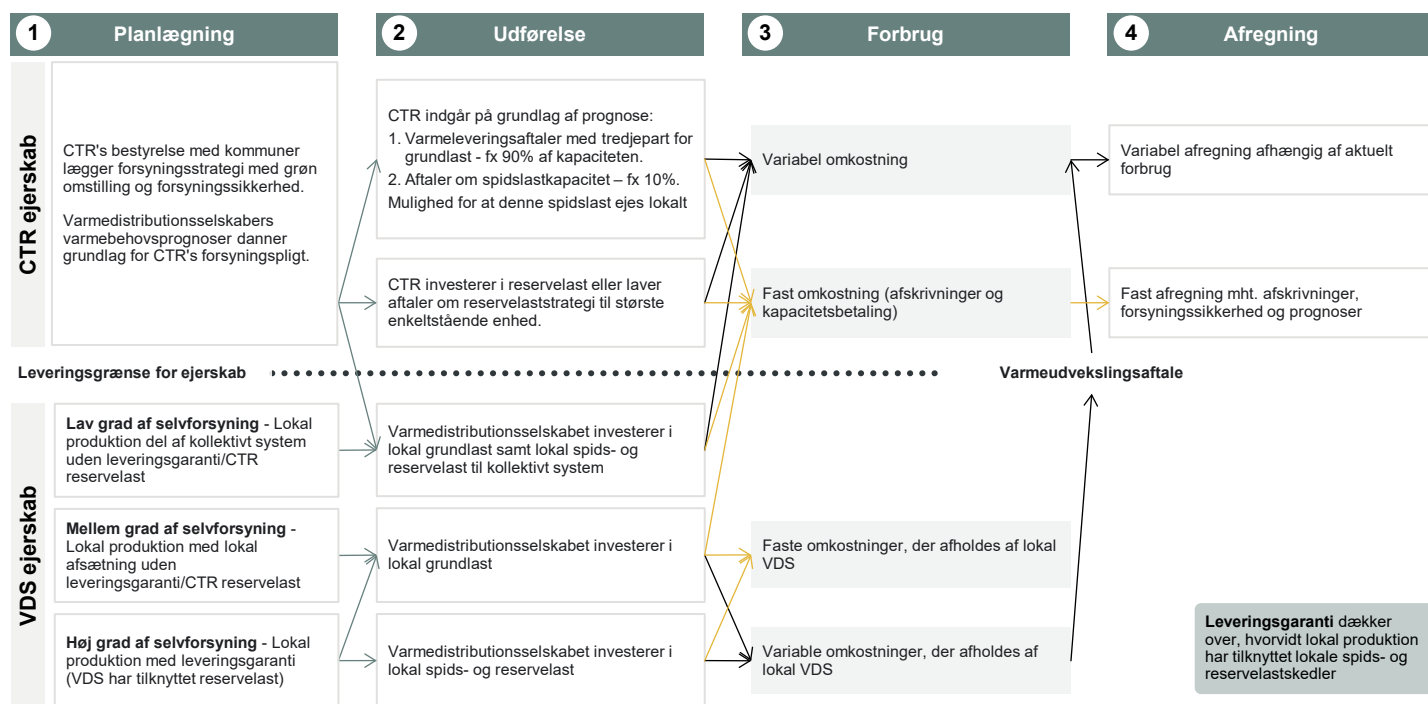
Den enkelte varmeaftager betaler således for varmen fra CTR igennem deres respektive "andel" af CTR's omkostninger ud fra nedenstående fordelingsnøgle. Puljeprisen for den enkelte varmeaftager/varmedistributør har to bestanddele:

- **Fast del/effektbetaling:** Relaterer sig til CTR's faste omkostninger. Her betaler varmeaftagerne for deres andel af CTR's faste omkostninger ud fra deres faktiske gennemsnitlige varmeaftag i de tre forudgående år samt egenproduktion fratrukket varmeaftag til nyttilsluttede kunder.
- **Variabel del/energibetaling:** Relaterer sig til CTR's variable omkostninger. Her betaler varmeaftagerne for deres andel af CTR's variable omkostninger udelukkende ud fra varmeaftagerens faktiske varmeaftag.

Note: 1) I CTR's aftale om salg kan CTR ændre den årlige effektbetalings størrelse ved væsentlige ændringer i de budgetterede faste omkostninger inden de 5 år er gået 2) Væsentlige ændringer omfatter idriftsættelsen af nye store anlæg på Amagerværket og ARC, der medførte højere faste omkostninger, en ændring i afskrivningsprofilen for Amagerværkets blok 4 i 2023 og 2024, samtidig med at CTR har set store forskydninger i overskud på elproduktion på Amagerværket, som i høj grad påvirker de faste omkostninger. 3) Kunder kan klassificeres som nyttilsluttede i 5 år (inkl. det indeværende tilslutningsår) efter tilslutning. 4) Det fremgår ikke entydigt af CTR's afregningsregler, hvorvidt afkølingstariffen indgår i de faste eller variable omkostninger. Kilde: Implement baseret på Bilag 4: CTR's afregning med varmeaftager (salg)

# EJERSKABSFORHOLD | Varmeleveringen ”syd” for ejerskabsgrænsen indebærer forskellige grader af forsyning fra og afregning igennem CTR

## Planlægning og ejerskabsforhold for varmeproduktion i CTR



Kilde: Implement baseret på arbejds-session og oversigt fra CTR

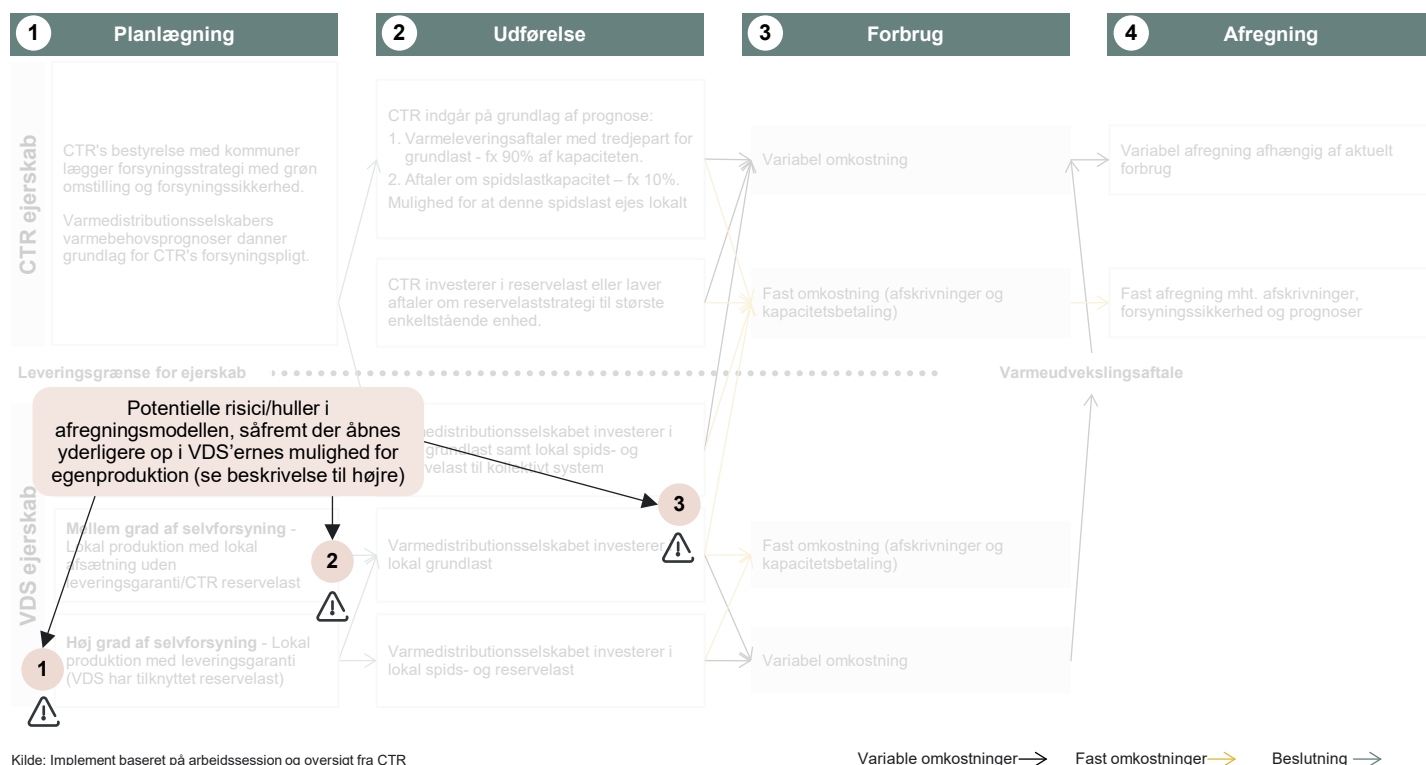
Variable omkostninger → Fast omkostninger → Beslutning →

De to sidste modeller for varmesalg i CTR's ejerkommuner er:

1. Lokal produktion med lokal afsætning, som ejes og drives af den lokale VDS (uden varmeaftale), mens CTR fortsat sikrer leveringsgaranti. I dag omfatter dette kun varme fra anlæg, der er etableret under særordningen for anlæg <10-MW. Her har VDS'en omkostninger til anlægget samt en betaling til CTR's faste udgifter som modydelse for leveringsgarantien/effekt. Ifølge den nuværende formulering af særordningen er denne fastsat til 1:1 for den faste betaling (se også forrige slide).
2. Lokal produktion, hvor VDS'et selv leverer leveringsgaranti for et nyt anlæg. Dette er i øjeblikket ikke muligt under CTR's afregningsregler. I en sådan situation ville hele varmøkonomien være under den enkelte VDS, og den eneste interaktion med CTR ville ske gennem en gensidig varmeudvekslingsaftale med tilhørende variabel afregning.

# EJERSKABSRISCI | Ejerforholdet kan give u hensigtsmæssigheder ift. historiske afskrivninger, betaling af spidslast og taktisk varmekøb, som der ikke tages direkte højde for i afregningsmodellen

## Planlægning og ejerskabsforhold for varmeproduktion i CTR



Kilde: Implement baseret på arbejds-session og oversigt fra CTR

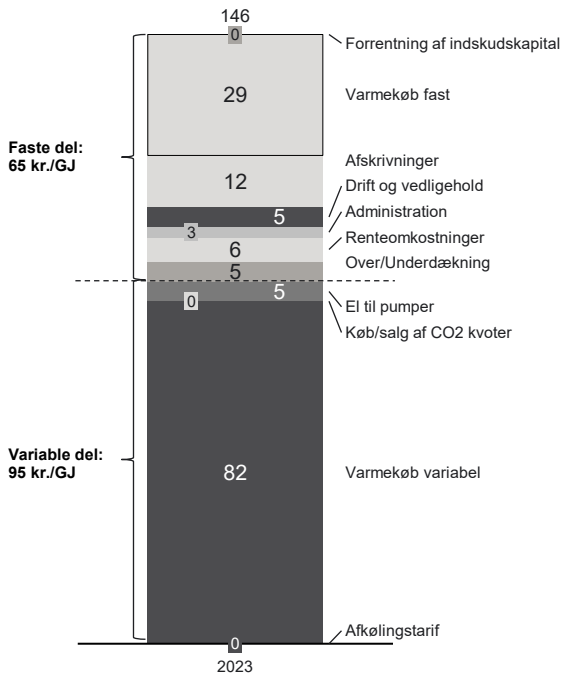
Når ny varmeproduktion placeres "syd" for leveringsgrænsen for ejerskab, kan der opstå en række forhold, som afregningsmodellen ikke i sin nuværende form er designet efter og som derfor risikerer at blive til u hensigtsmæssige for CTR. Punkterne beskæftiger sig altså med, hvilke oplagte hensyn/justeringer til afregningsmodellen, der bør indtænkes, såfremt der åbnes yderligere op for VDS'ernes mulighed for egenproduktion. Placeringen af opmærksomhedstrekanterne viser, hvilke ejerskabsforhold, der kan give anledning til særlig opmærksomhed:

- 1. Ulige binding for de historiske afskrivninger** ved ukoordineret udbygning af varmeproduktion. VDS'erne kan i princippet bygge nye anlæg udenom CTR, og således undgå at forbruge den varme, som de selv har været med til at beslutte opførelsen af. En uhammet åbning for egenproduktion kan risikere at efterlade CTR med regningen for de gamle værker.
- 2. Ulige betaling for spids- og reservelastsbehov** ifm. varmeudbygning, hvor de øvrige VDS'er kan risikere at betale for omkostningerne forbundet til den spids- og reservelast, der leveres til et lokalt anlæg u. leveringsgaranti. Opmærksomhed 1 og 2 har hidtil ikke skabt problemer, idet egenproduktion uden varmeaftale kun har været muligt under 10MW-reglen, hvor den indlagte faste betaling netop har haft til hensigt at mitigere disse risici/effekter.
- 3. Ulige variabel betaling pga. taktisk varmekøb**, f.eks. hvis VDS'er i kortere perioder med høje omkostninger på anlægget tager det decentrale anlæg ud af drift og i stedet køber over puljeprisen – der afregnes som en årlig gennemsnitspris. Størstedelen af denne risici kan undgås ved, at anlæg pålægges at melde ind under varmelast.

# OMKOSTNINGSFORDELING | Lidt over halvdelen af CTR's puljepris anvendes i dag til at dække de variable omkostninger, og langt størstedelen af CTR's samlede omkostninger dækkes af København

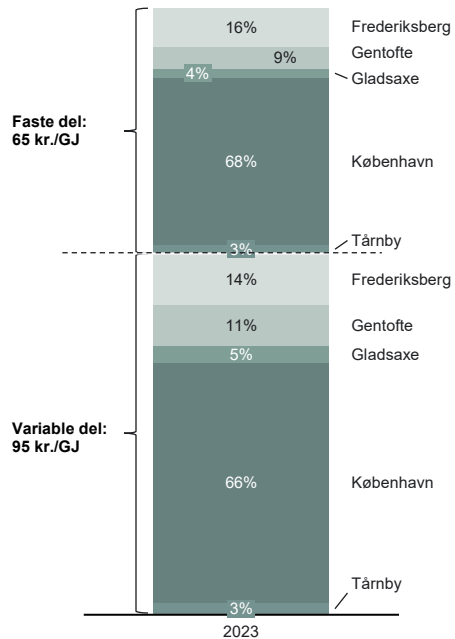
## CTR's omkostninger i 2023

Kroner per GJ – 2024 priser



## CTR's indtægter fordelt på ejerkommuner i 2023

%



I 2023 udgjorde CTR's samlede omkostninger 146 kr./GJ varmesalg.

### Variable omkostninger:

- Den variable del udgjorde i 2023 omkring 60% af CTR's samlede omkostninger, hvor variabelt varmekøb var den største variable post.
- Under den variable del fraregnes indtægter fra afkølingstariffen, som i 2023 udgjorde 1%.
- I den variable del fraregnes køb/salg af CO2 kvoter ligeledes, men i 2023 hverken købte eller solgte CTR nogle CO2 kvoter.

### Faste omkostninger:

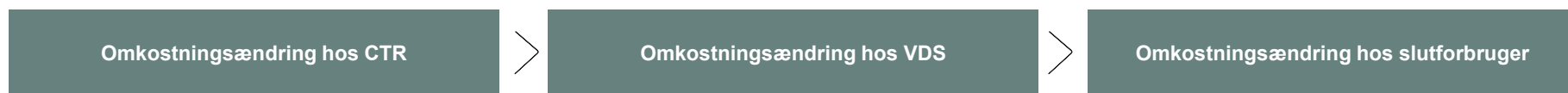
- Den faste del udgjorde i 2023 omkring 40% af CTR's samlede omkostninger, hvor fast varmekøb var den største faste post.

Da København (HOFOR) aftager den største mængde varme fra CTR, dækker de også den største andel af omkostningerne (67%).

Kilde: Implement baseret på opgørelser fra CTR

# SLUTFORBRUGER | Et fald (stigning) på 1 million kroner hos CTR vil sænke (hæve) den endelige varmeregning hos standardslutforbrugeren med 4 kroner om året

Omkostningsændringer for standardforbruger ved ændring hos CTR (alt andet lige) – der er dog stor variation på tværs af VDS'erne



Samlede omkostninger i CTR falder  
**1 million kroner**  
 ... dette medfører...

→ Puljepris inkl. nettab hos VDS: **0,059 kr./GJ** →

Samlet varmeregning (inkl. moms) hos forbruger falder: **4 kr./årligt**

Puljeprisen falder med **0,056 kr./GJ**

*Den resterende del af eftersynet fokuserer på prisændringerne hos VDS'erne (og ikke slutkunden), da der kan være forskelle i VDS'ernes administration og dermed effekt hos slutforbruger*



**Antagelser for slutforbrugeren:**

- 75m<sup>2</sup> bolig
- 54GJ årligt varmeforbrug

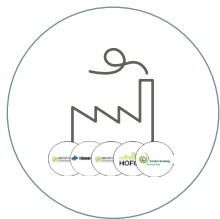


Note: Vi regner med en modelforbruger i en 75m<sup>2</sup> bolig og med et varmeforbrug 15 MWh pr. år, svarende til Forsyningstilsynets standardforbruger i lejlighed. Der er antaget 7 % varmetab i det lokale varmedistributionsnet. Forbrugerpriserne er løbende priser inklusive moms. Virkningen af prisændringer er alene beregnet ud fra ændringer i CTR's pris og tager ikke højde for, at varmedistributionselskaberne har forskellige administrationsomkostninger og forløb for bl.a. afskrivninger og i indregning af over- og underdækninger i prisen. Som forudsætninger til beregningen er lagt et varmesalg på 18 mio. GJ årligt.  
 Kilde: Implement baseret på CTR modelforbruger

# FRITVALGSMODEL | Fritvalgs-modellen betyder, at varmedistributionsselskaberne har fået mulighed for at bede CTR om at etablere og drive nye større decentrale anlæg

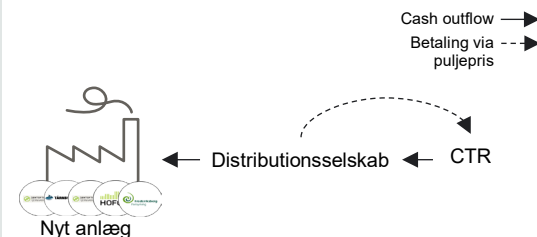
## NYE DECENTRALE ANLÆG UNDER Fritvalgs-modellen

Ejerkommuner har hele tiden kunnet etablere anlæg >10 MW via en varmeaftale med CTR...



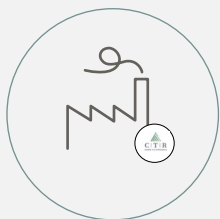
### Ejerkommunen kan vælge at anlægge, eje og drive anlægget via eget distributionsselskab:

- Varmedistributionsselskaber afholder alle omkostninger i forbindelse med opførelsen af anlægget.
- Varmedistributionsselskabet skal indgå en varmeaftale med CTR med henblik på at få afløftet alle nettoomkostningerne forbundet med det nye anlæg.
- Alle omkostninger i forbindelse med anlægget indregnes i CTR's afregningsmodel og prisen for anlæggets varme indgår i puljeprisen.
- Varmen indgår på lige fod med den øvrige varmeproduktion i CTR's område.
- Varmedistributionsselskabets varmeproduktion indgår fortsat i det varmebehov, der ligger til grund for kommunens vægt i fordelingsnøglen i puljeprisens faste del.



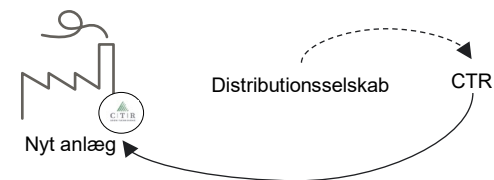
Distributionsselskabet afholder omkostningerne forbundet med opførelsen af anlægget. CTR afløfter distributionsselskabets omkostninger

... med Fritvalgs-modellen har ejerkommunerne fået mulighed for at bede CTR om at eje, anlægge og drive større decentrale varmeanlæg



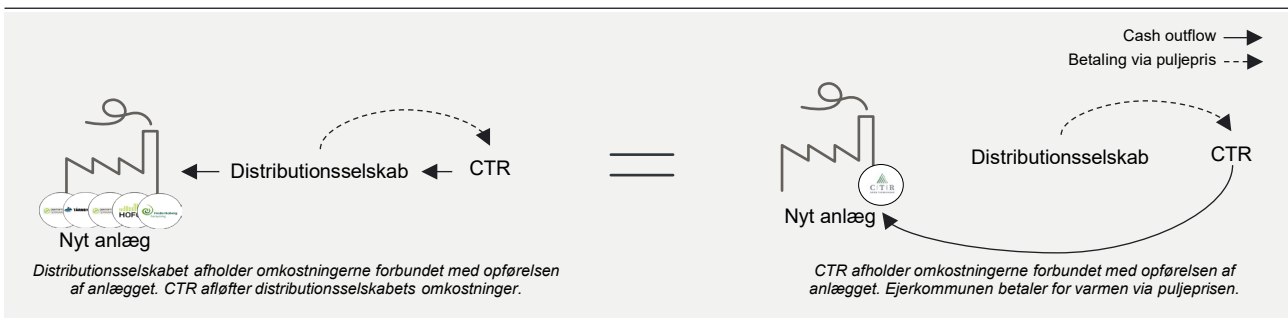
### Ejerkommunen kan vælge at bede CTR om at anlægge, eje og drive anlægget i deres distributionsnet:

- CTR afholder alle omkostninger i forbindelse med opførelsen af anlægget.
- Alle omkostninger i forbindelse med anlægget indregnes i CTR's afregningsmodel og prisen for anlæggets varme indgår i puljeprisen.



CTR afholder omkostningerne forbundet med opførelsen af anlægget. Ejerkommunen betaler for varmen via puljeprisen

# UHENSIGTSMÆSSIGHEDER | Ændringerne under Fritvalgs-modellen giver ikke nogle åbenlyse uhensigtsmæssigheder i forhold til den nuværende afregningsmodel – såfremt det ikke påvirker eksisterende lastfordeling



### Puljeprisen kan påvirkes igennem tre mulige kanaler:

- 1) Samlet pris/omkostning
- 2) Fordeling imellem faste og variable omkostninger
- 3) Varmesalgfordeling



Puljepris	Omkostningskilde/bestanddel	Fordelingsnøgle
1	<b>Fast omkostninger:</b>	<b>Effektbetalingen</b>
	2	3
1	<b>Variable omkostninger:</b>	<b>Energibetalingen</b>
	De samlede omkostninger er uændret så længe CTR og VDS kan drive anlæg lige effektivt	Fordelingen/allokeringen af omkostningsposter til hhv. variable og faste omkostninger kan være uklar uden klare retningslinjer. Dette er uafhængigt af driftsansvarligheden, men kan have en lille fordelingskonsekvens selskaberne imellem

For afregningsmodellen er der ikke nogen særlig forskel alt efter om et nyt anlæg ejes og drives af et VDS eller CTR jf. Fritvalgs-modellen af CTR.

Der er tre kanaler der kan påvirke nye anlæg afhængigt af ejerforhold under Fritvalgs-modellen:

1. **De samlede omkostninger** – disse er ens i de to scenarier (under forudsætning af, at de to anlæg drives lige effektive).
2. **Fordeling imellem faste og variable omkostninger** – Hvis der er en grad af fortolkningsfrihed ift. placering af omkostninger som faste eller variable, kan det medføre en marginal omfordeling imellem selskaberne. Denne effekt vil dog sandsynligvis være relativt begrænset og undersøges ikke nærmere i resten af analysen, da den ikke relaterer sig direkte til afregningsmodellen, men i højere grad handler om en ensartet måde at lave varmeaftaler på.
3. **Fordelingsnøgle** – Ejerforholdet for anlægget bør fra et økonomisk perspektiv ikke påvirke det tværkommunale varmesalg, når varmen i begge situationer alligevel afsættes under puljeprisen.

Implement ser ikke umiddelbart nogen åbenlyse udfordringer for nogle af de tre kanaler og dermed heller ikke med af Fritvalgs-modellen, **såfremt varmen i begge situationer afsættes under puljeprisen/med en varmeaftale.**

Det bemærkes, at Fritvalgs-modellen således ikke giver VDS'erne mulighed for at etablere anlæg uden en varmeaftale (og selv realiserer økonomien).



# Indholdsfortegnelse

.....	
Ledelsesresumé	3
.....	
Baggrund	6
.....	
Beskrivelse af nuværende model	9
.....	
Analyse af afregningsmodellen	21
.....	
Anbefaling til forbedringer	64
.....	
Bilag	
.....	

# LÆSEVEJLEDNING | Afsnittet gennemgår de analytiske konklusioner fra den tematiske undersøgelse af afregningsmodellen

## I dette afsnit dykker vi ned i ....



De analytiske resultater for afregningsmodellen. Temaerne gennemgås i kronologisk rækkefølge. Analysen af hvert tema er opdelt således, at der er:

1. *Beregningseksempel* - Indledningsvist et simpelt illustrativt eksempel, der illustrerer hvilke mekanismer og effekter, der aktiveres i afregningsmodellen. Disse slides er markeret med "Illustration".
2. *Faktiske forhold* - Derefter følger en analyse af konsekvenser i CTR's område baseret på faktiske tal, forbrug og anlægsstørrelser.

Afsnittet indeholder følgende temaer:

### Tema 1: Ny varmeproduktion og ejerforhold

- Undersøger effekten på fjernvarmeprisen ved forskellige ejerforhold af nye anlæg (VDS eller CTR) og om der er varmeaftaler.

### Tema 2: Etablering af intern projektorganisation

- Undersøger effekten af oprettelsen af en intern projektstyringsorganisation i CTR for at håndtere og sikre nødvendige kompetencer til drift af nye anlæg.

### Tema 3: Særordning for nye kunder

- Undersøger effekten af den 5-årig rabatordning for at tilskynde tilslutning af nye kunder.

### Tema 4: Særordning for decentrale anlæg <10 MW

- Undersøger effekten af særordningen, der giver VDS'er mulighed for at anlægge og eje decentral varmeproduktion på <10 MW.

### Tema 5: Systemøkonomi

- Undersøger den skønsmæssige kapacitetsudbygning for nye teknologier mod 2030.

### Tema 6: Incitament til grøn omstilling:

- Undersøger incitament til at fremme grøn omstilling i varmeproduktionen i afregningsmodellen.

## Centrale indsigter fra dette afsnit...



### Tema 1: Ny varmeproduktion og ejerforhold i CTR forsynede områder

- Nye decentrale anlæg med varmeaftale (uafhængigt af, om det ejes af CTR eller VDS, hvor CTR afløfter omkostninger) indebærer besparelser/risiko til alle ejerkommunerne, da omkostninger og varme medregnes i CTR's puljepris. Lignende systemgevinster kan opnås m. centrale værker. Omvendt giver muligheden for centrale VDS-ejede anlæg mindre VDS'er/distributionsområder mulighed for at opnå stordriftsgevinster fra større VE-anlæg.
- Nye decentrale anlæg uden varmeaftale (ikke muligt under CTR's regler i dag) indebærer både gevinster/risiko for det opførende VDS. Det kan dog føre til udfordringer med reservelast, hvis VDS'et undgår at bidrage til den nødvendige reservekapacitet (*free-rider problematik*). Risiko for at varmeprisen stiger for øvrige VDS'er ved overkapacitet, hvis ny kapacitet integreres i CTR-forsynede områder uden at det opførende VDS hæfter for de historiske investeringer.

### Tema 2: Etablering af intern projektorganisation

- Etablering af intern projektorganisation øger omkostningerne, som deles mellem varmedistributionselskaberne. Risiko for højere faste omkostninger ved ineffektiv drift.

### Tema 3: Særordning for nye kunder

- Nye kunder får en midlertidig rabat i varmebetalingen, hvilket kan øge faste omkostninger for VDS'er uden nye kunder. Rabatten giver i realiteten besparelser i 9 år.

### Tema 4: Særordning for decentrale anlæg <10 MW

- Omkostninger og risici bæres af det opførende VDS, mens gevinster deles mellem alle VDS'er. Risiko for højere varmepris ved produktionsfald og eventuelt taktisk varmekøb.

### Tema 5: Systemøkonomi

- Nye teknologier er billigere end eksisterende, men der er begrænset potentiale for udbygning frem mod 2030. Det kan potentielt medføre en til "først-til-mølle" besparelser for dem, der omstiller hurtigt.

### Tema 6: Incitament til grøn omstilling:

- Ingen direkte incitament i afregningsmodellen, dog påvirkes valget af brændsel indirekte af nationale og europæiske brændsels- og CO<sub>2</sub>-afgifter.

## Centrale analytiske indsigter fra serviceeftersynet af afregningsmodellen (I af II)

**Formål:** Serviceeftersynet af afregningsmodellen undersøger CTR's afregningsmodel i forhold til en række tematikker med henblik på at undersøge, om der er elementer af afregningsmodellen, der skal revideres eller opdateres for at sikre, at slutkunderne i CTR's forsyningsområde betaler "det samme" for varmen:

### Tema 1 - Ny varmeproduktion og ejerforhold

- Nye decentrale anlæg forventes at være billigere end nuværende produktion og dermed give **kollektive besparelser over puljeprisen for alle CTR's ejerkommuner** - uafhængigt af om anlægget ejes af CTR under Fritvalgs-modellen eller af det lokale VDS med en varmeaftale. Det betyder også, at CTR i udgangspunktet dækker eventuelle uforudsete omkostninger som følge af anlægfordyrelse, overkapacitet, driftsproblemer, uforudsete elpris fluktuationer m.m. over puljeprisen. Denne udbygningsmodel, hvor både CTR og VDS'erne kan anlægge ny produktion under puljeprisen, stiller krav til ensartede antagelser for f.eks. elprisprognoser samt klare kasser/definitioner for nye omkostningstyper (f.eks. gevinster fra kombineret produktion fra el, køl, afkølingstarif, m.m.) med henblik på, at projekter behandles ensartet i både projektfasen og i afregningsfasen på tværs af CTR og de enkelte VDS'er.
- Der er en afvejning i forhold til størrelsen på nye anlæg og centralisering af produktionen. Centraliseringen medfører højere omkostninger til transmission (ca. 3% af puljeprisen i dag), men åbner omvendt op for stordriftsfordele for særligt mindre VDS'er. Endeligt har nogle af VDS'erne ikke selv kilder/mulighed for at levere decentral elektrificeret varme.
- Decentrale anlæg uden varmeaftale (ikke muligt under CTR's afregningsregler i dag) kan indebære **gevinst/risiko til slutkunderne i det opførende VDS**. Såfremt **der ikke indføres krav om udbygning af reservelast eller betaling til CTR for at dække den nødvendige reservelast**, kan det føre til højere varmepriser for de øvrige VDS'er i CTR. Disse konklusioner bør dog ikke lægges til grund for evalueringen af den nuværende afregningsmodel, da der er tale om en eventuel udvidelse/ændring.

### Tema 2 - Etablering af intern projektorganisation

- Oprettelsen af en intern projektstyringsorganisation i CTR, til netto 0,41 mio. kr. - taget højde for insourcing af konsulentydelser - medfører en **marginal puljeprisstigning på under 0,01% (0,02 kr./GJ)**. Idet omkostningerne fra denne interne projektorganisation falder i den faste betaling, giver dette incitament til at in-source ny varmeproduktion hos CTR, da VDS'er, der selv anlægges, vil betale både til CTR's organisation samt deres egne inhouse-kompetencer.

### Tema 3 - Særordning for nye kunder

- Nye kunder ifm. udbygningsprojekter, der kræver CTR-investeringer, kan få en rabat på varmebetalingen, pba. af godkendelse i CTR. Rabatten giver den enkelte VDS incitament til at tilslutte nye kunder, og reducerer derved på sigt de faste omkostninger per forbruger til gavn for alle kunder i CTR's system. Rabatten implicerer, at CTR's eksisterende kunder på kort sigt afstår en del af den langsigtede gevinst fra flere nye kunder.
- Særordningen giver størst rabat til de VDS'er, der har tilsluttet flest nye kunder. Analysen undersøger dog ikke, hvorvidt det er rabatten, der driver tilslutningen af nye kunder. Rabatten er fastsat til tilslutningsåret samt de følgende 4 år. I kombination med de generelle regler for fordelingsnøglen på den faste betaling, regnet som et gennemsnittet af forbruget imellem i de 2. - 4. forudgående år, giver ordningen i **praksis en rabat i 9 år, inklusiv en udfasningsperiode**. Længden på den samlede rabat var en overraskelse for arbejdsgruppen.

## Centrale analytiske indsigter fra serviceeftersynet af afregningsmodellen (I af II)

**Formål:** Serviceeftersynet af afregningsmodellen undersøger CTR's afregningsmodel i forhold til en række tematikker med henblik på at undersøge, om der er elementer af afregningsmodellen, der skal revideres eller opdateres for at sikre, at slutkunderne i CTR's forsyningsområde betaler "det samme" for varmen:

### Tema 4 - Sørordning for decentrale anlæg <10 MW

- Omkostninger og risici for anlægsinvesteringen bæres af det opførende VDS, mens gevinsterne deles mellem alle VDS'er. Anlægget er kun økonomisk fordelagtigt for det opførende VDS, hvis de variable besparelser fra anlægget (sammenlignet med CTR's variable betaling/energibetaling) overstiger anlæggets faste omkostninger. **VDS'ernes incitamentet til at anlægge decentral produktion under den nuværende sørordning er begrænset sammenlignet med produktion inden for CTR** – det bemærkes, at der i denne konklusion ikke er taget højde for gevinst fra evt. køl- eller elproduktion.

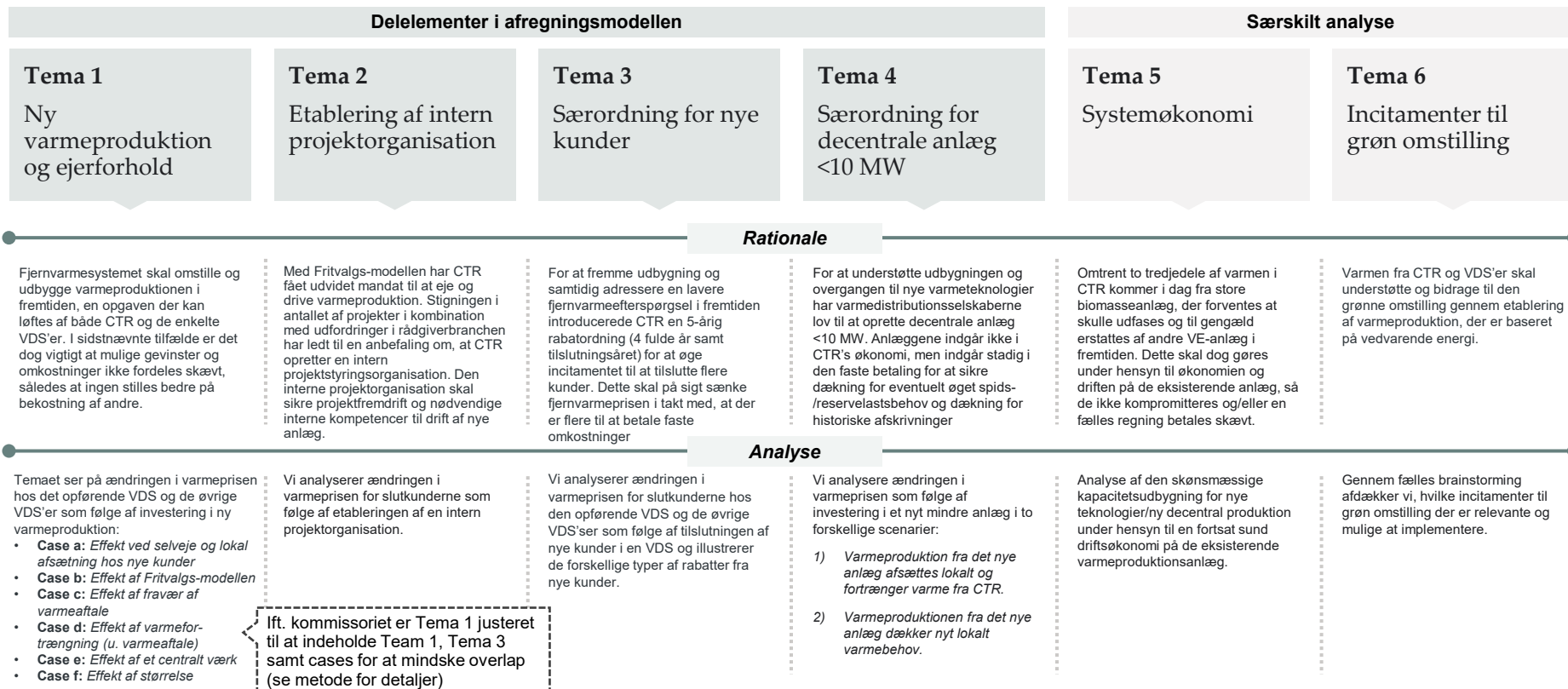
### Tema 6 - incitament til grøn omstilling

- Der er **ingen direkte økonomiske incitamenter til grøn omstilling i afregningsmodellen**. Nationale og europæiske incitamenter som CO2-kvoter og brændselsafgifter påvirker produktionsprisen.

### Tema 5 - Systemøkonomi

- Fra en samfundsøkonomisk betragtning bør varmeproduktion fra nye VE-anlæg komme i to bølger: 1) Når der skal tages en beslutning om at investere i et nyt anlæg. Dette kan ske enten ved en tilpas stor udvidelse af varmebehovet under CTR, der ikke kan efterkommes af eksisterende anlæg, eller ifm. en eventuel geninvestering i de eksisterende anlæg ved udtjent levetid/fuld afskrivning, og 2) Hvis samlede omkostninger fra nye VE-anlæg er lavere end den variable varmepris på eksisterende anlæg. I så fald, bør de eksisterende anlæg lukkes før tid.
- I forhold til første bølge er varmeproduktion fra nye VE-anlæg allerede i dag billigere end ved geninvestering i eksisterende teknologier. Investeringer i fremtidig varmeproduktion (pga. nedslidte og fuld afskrevne anlæg eller et udvidet behov) bør derfor være i VE-anlæg. Udbygningspotentialet forventes dog at være begrænset frem mod 2030. **Frem mod 2030 forventes det, at varmeproduktion fra nye VE-anlæg bør kunne udgøre omkring 3.400 TJ (under 20% af produktionen), hvilket kan skabe en begrænset "først-til-mølle" besparelse såfremt nogle VDS'er udbygger/dimensionerer ud over deres eget proportionelle behov.** Det bemærkes, at en vis grad af overkapacitet dvs. både el-baserede løsninger og store kraftværksblokke godt kan være hensigtsmæssige for det kollektive CTR ved forventningerne til store fluktuationer i brændselspriser.
- I forhold til anden bølge forventes selv **de dyreste eksisterende kraftvarmeanlæg i CTR (træpillefyrede anlæg) at være konkurrencedygtige overfor de fleste VE-anlæg indtil 2050 på transmissionsniveau. Det bemærkes, at flere af teknologierne dog allerede billigere i dag er billigere på distributionsniveau.**

# TEMAER | Analysen undersøger afregningsmodellen mht. seks temaer for at få mekanismer og effekter til at fremgå mere sammenligneligt og overskueligt



Note: Se bilaget for metodisk gennemgang af de underliggende beregningsantagelser samt tilpasninger ift. kommissoriet. Tilpasningerne af temaerne er løbende afstemt med medlemmerne af arbejdsgruppen.

# Tema 1: Ny varmeproduktion og ejerforhold

## *Rationale*

Fjernvarmesystemet skal omstille og udbygge varmeproduktionen i fremtiden, en opgave der kan løftes af både CTR og de enkelte VDS'er. I sidstnævnte tilfælde er det dog vigtigt at mulige gevinster ikke fordeles skævt ift. hvem der bærer omkostningerne/risiko.



# LÆSEVEJLEDNING | I tema 1 er de analytiske resultater af serviceeftersynets seks investeringscases præsenteret ud fra tre kerneslides

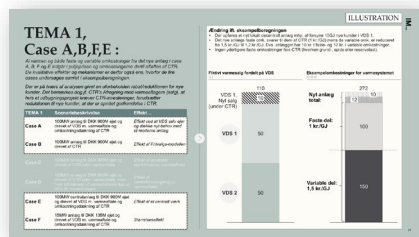
I tema 1 er beregningseksemplet og de faktiske forhold indledningsvist suppleret med en introduktion til de specifikke investeringscases, der tages i betragtning.

Analysen i tema 1 er opdelt således, at der er:

1. *Introduktion af beregningseksemplet*
2. *Beregningseksemplet*
3. *Faktiske forhold*

## 1 Introduktion af beregningseksemplet

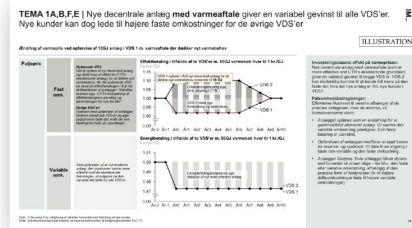
En introduktion til hvilke specifikke investeringscases fra kommissoriet det efterfølgende beregningseksemplet behandler. Med udgangspunkt i hvordan afregningsmodellen er designet i sin nuværende form, introducerer vi her, hvilke ændringer beregningseksemplet medfører.



## 2 Beregningseksemplet

Et simpelt illustrativt eksempel, der viser hvilke mekanismer og effekter, der aktiveres i afregningsmodellen. Disse slides er markeret med "Illustration".

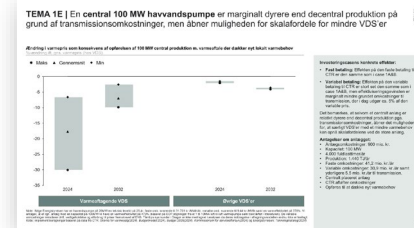
⚠ Opmærksomhedstrekantede indikerer, at der er potentielle risici eller uklarheder, der kan lede til fortolkningsrum, og derfor kræver ekstra opmærksomhed ift. designet af afregningsmodellen. Disse opmærksomhedspunkter lægger op til, at der findes en ensartet og fair behandling i afregningsmodellen for alle ejerkommuner.



## 3 Faktiske forhold

En analyse af konsekvenser i CTR's område baseret på faktiske tal, forbrug og anlægsstørrelser.

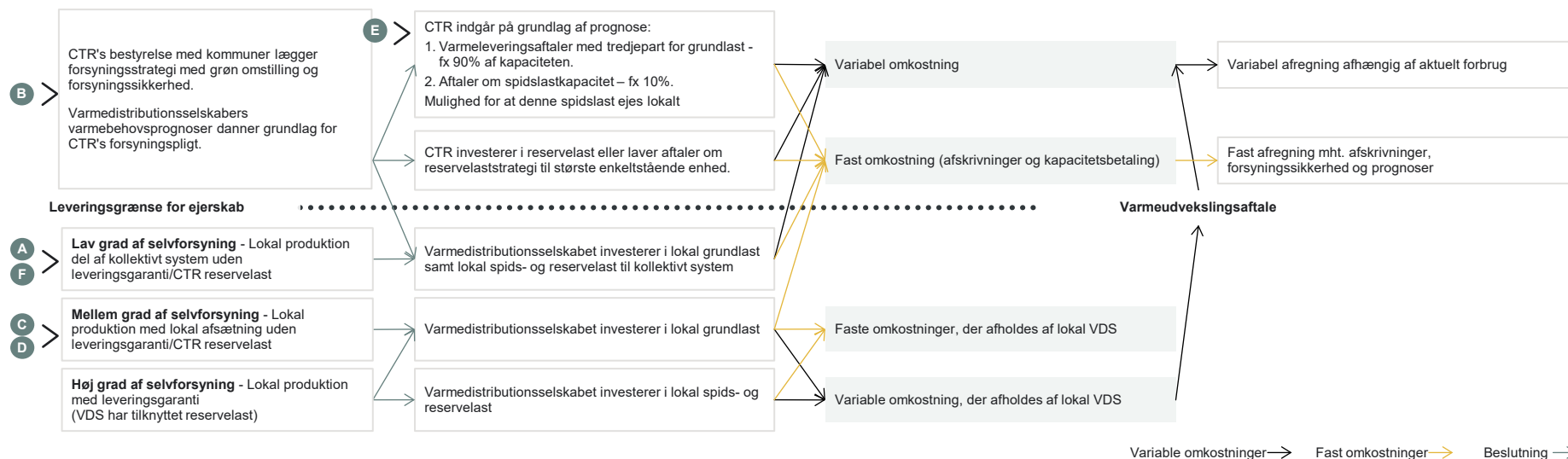
Resultaterne, viser investeringscasens effekt på de gns. årlige varmepriser pr. modtaget varme i CTR's fem ejerkommuner. Dvs. at graferne og deres spredning illustrerer de fem mulige scenarier, hvor hvert af de fem ejerkommunerne udfører investeringscasen. De store forskelle i gevinsterne skyldes således VDS'ernes forskellige størrelse/antal kunder. For at sikre sammenlignelighed er resultaterne præsenteret som %-ændring ift. VDS'ernes gns. årlige varmepris ift. udgangspunktet.



# CASES | De enkelte cases i Tema 1 undersøger effekten på fjernvarmeprisen ved forskellige ejerforhold samt potentielle udfordringer det kan give med hensyn til afregningsmodellen

	Case A	Case B	Case C	Case D	Case E	Case F
<b>Tema 1</b> <small>(se tekniske beregningsforudsætninger i bilag)</small>	100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS m. varmeaftale og omkostningsdækning af CTR	100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af CTR	100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS uden varmeaftale	100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS uden varmeaftale, men hvor udvidelsen af varmebehovet kun er 80% ift. forventningen (der kommer overkapacitet)	100MW centralanlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS m. varmeaftale og omkostningsdækning af CTR	15MW anlæg til DKK 135M ejet og drevet af VDS m. varmeaftale og omkostningsdækning af CTR
	<i>Effekt ved at VDS selv ejer og dække nyt behov med et moderne anlæg</i>	<i>Effekt af Fritvalgs-modellen</i>	<i>Effekt af fravær af varmeaftale</i>	<i>Effekt af varmefortrængning</i>	<i>Effekt af et centralt værk</i>	<i>Størrelseseffekt</i>

## Placering af undercases i Tema 1 ift. ejerskabsforhold for varmeproduktion i CTR



Kilde: Implement baseret på arbejds-session og oversigt fra CTR

Variable omkostninger → Fast omkostninger → Beslutning →

# EKSEMPELBEREGNING | Ændringer i afregningsmodellens illustreres med et simpelt eksempel med to lige store selskaber med et samlet 100GJ varmesalg til 250 kroner

## ILLUSTRATION

## Opstilling i det fiktive eksempel:

For at isolere effekterne og mekanismerne i afregningsmodellen er der opstillet et forsimpleret regneeksempel. Eksemplet beskrives på dette slide.

I regneeksemplet er der:

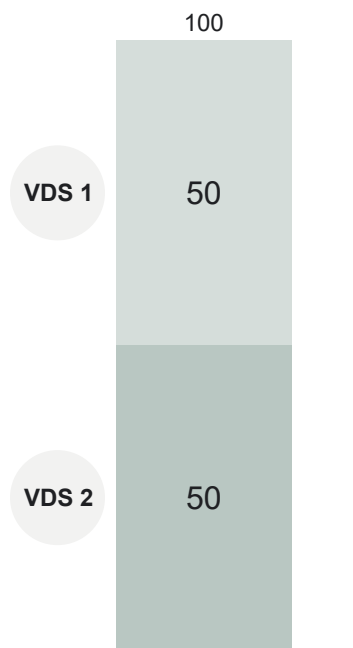
- To varmedistributionsselskaber; VDS 1 og VDS 2.
- Identisk varmekøb fra CTR på hhv. 50GJ hver årligt.
- Ingen nye anlæg.
- Ingen nytilsluttede kunder.
- Ét varmetransmissionsselskab: CTR. CTR har totale omkostninger på 250 kroner, fordelt på 100 kroner til faste omkostninger og 150 kroner til variable omkostninger.

Det betyder, at VDS 1 og 2 har en puljepris på 2,5 kr./GJ (40% fra fast- og 60% fra variabelt varmekøb) på hver sine hhv. 50GJ.

For hver case, undersøges hvordan afregningsmodellen påvirker de to VDS'er og CTR.

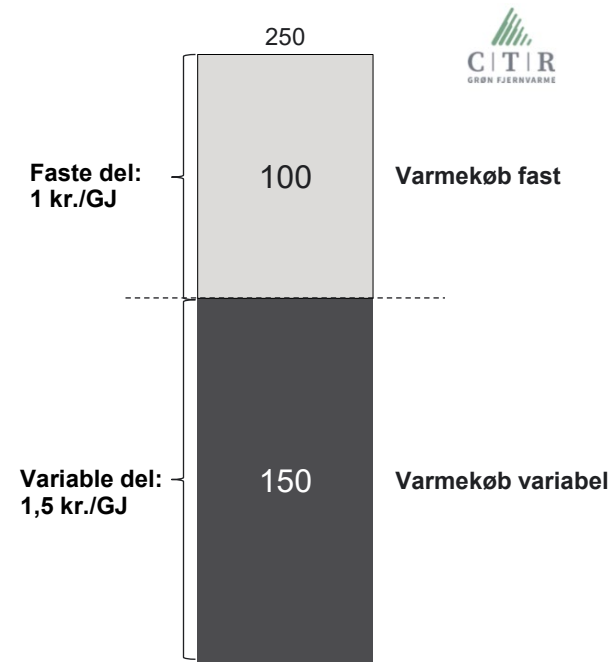
## Fiktivt varmesalg fordelt på varmedistributionsselskaber

GJ



## Fiktive eksempelomkostninger for CTR

Kroner



ILLUSTRATION

# TEMA 1, Case A,B,F,E:

Al varmen og både faste og variable omkostninger fra det nye anlæg i case A, B, F og E indgår i puljeprisen og omkostningerne dertil afløftes af CTR. De kvalitative effekter og mekanismer er derfor også ens, hvorfor de fire cases undersøges samlet i eksempelberegningen.

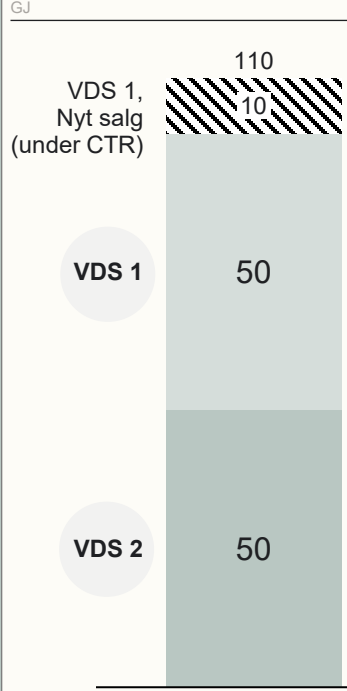
Der er på tværs af analysen givet en uforbeholden rabat/reduktionen for nye kunder. Det bemærkes dog jf. CTR's Afregning med varmeaftagere (salg), at hvis et udbygningsprojekt kræver CTR-investeringer, forudsætter reduktionen til nye kunder, at der er opnået godkendelse i CTR.

TEMA 1	Scenariebeskrivelse	Effekt...
Case A	100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS m. varmeaftale og omkostningsdækning af CTR	Effekt ved at VDS selv ejer og dække nyt behov med et moderne anlæg
Case B	100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af CTR	Effekt af Fritvalgsmodellen
Case C	100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS uden varmeaftale	Effekt af ændrede ejerforhold (u. varmeaftale)
Case D	100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS uden varmeaftale, men hvor udvidelsen af varmebehovet kun er 80% ift. forventningen	Effekt af varmetfortrængning (u. varmeaftale)
Case E	100MW centralanlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS m. varmeaftale og omkostningsdækning af CTR	Effekt af et centralt værk
Case F	15MW anlæg til DKK 135M ejet og drevet af VDS m. varmeaftale og omkostningsdækning af CTR	Størrelseseffekt

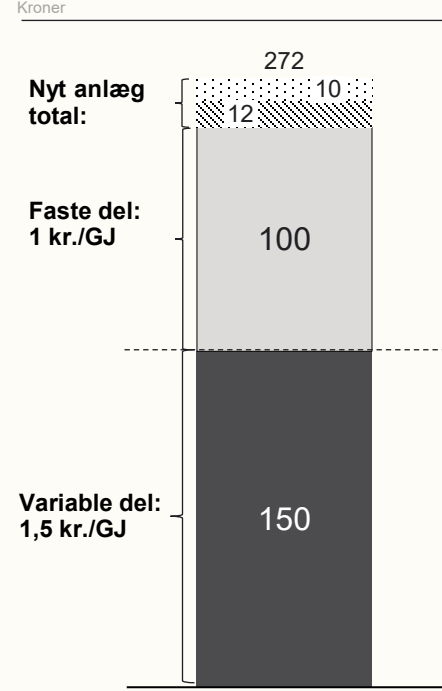
### Ændring ift. eksempelberegningen

- Der opføres et nyt lokalt decentralt anlæg mhp. af forsyne 10GJ nye kunder i VDS 1.
- Det nye anlægs faste omk. svarer til dem af CTR (1 kr./GJ) mens de variable omk. er reduceret fra 1,5 kr./GJ til 1,2 kr./GJ. Dvs. anlægget har 10 kr. i faste- og 12 kr. i variable omkostninger.
- Ingen yderligere faste omkostninger hos CTR (hverken grund-, spids eller reservelast).

### Fiktivt varmesalg fordelt på VDS



### Eksempelomkostninger for varmesystemet



# TEMA 1A,B,F,E | Nye decentrale anlæg med varmeaftale giver en variabel gevinst til alle VDS'er. Tilslutning af nye kunder kan dog midlertidigt lede til højere faste omkostninger for de øvrige VDS'er

Ændring af varmepris ved opførelse af 10GJ anlæg i VDS 1 m. varmeaftale der dækker nyt varmebehov

## ILLUSTRATION

### Puljepris

#### Fast omk.

#### Opførende VDS:

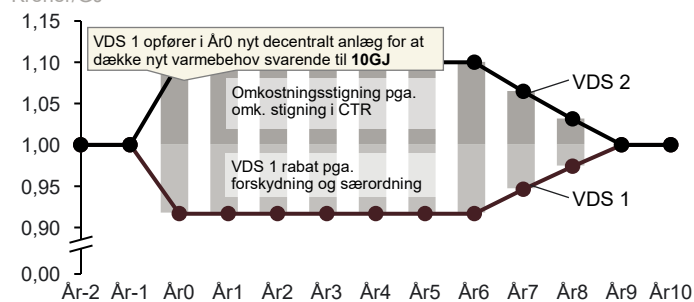
Ved at opføre et nyt decentralt anlæg (og dertil brug af effekt fra CTR's eksisterende anlæg), for at dække nyt varmebehov, får det opførende VDS en rabat på effektbetalingen i 9 år fra idriftsættelsen af anlægget. Rabatten kommer pga. CTR's forskydning af effektbetalingens grundlag og særordningen for nye kunder<sup>1</sup> (for eksempel uden nye kunder se følsomhedsbetragtning).

#### Øvrige VDS'er:

Risikoen med opførelsen af anlægget fordeles blandt alle VDS'er og øger puljeprisens faste del, indtil det nye medregnes fuldt ud i grundlaget.

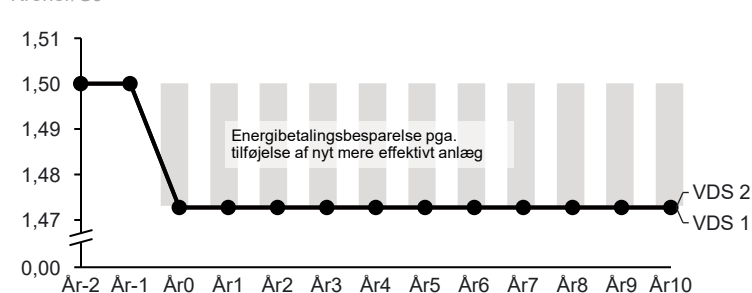
### Effektbetaling i tilfælde af to VDS'er m. 50GJ varmekøb hver til 1 kr./GJ

Kroner/GJ



### Energibetaling i tilfælde af to VDS'er m. 50GJ varmekøb hver til 1 kr./GJ

Kroner/GJ



### Investeringscasens effekt på varmeprisen:

Nye decentrale anlæg med varmeaftale (som er mere effektive end CTR's eksisterende grundlast) giver en variabel gevinst til begge VDS'er. VDS 2 kan midlertidig komme til at betale lidt mere på den faste del, hvis det nye anlæg er ifm. nye kunder i VDS1.

### Følsomhedsbetragtninger:

Effekterne illustreret til venstre afhænger af de præcise antagelser. Hvis de ændres, vil konsekvenserne være:

- *Anlægget opføres som en erstatning for et gammelt/fuldt afskrevet anlæg.* Vil sænke den variable omkostning yderligere. Den faste betaling vil være uændret før og efter for begge VDS'er på 1 kr./GJ.
- *Opførelsen af anlægget medfører et øget behov for reserve- og spidslast.* Vil føre til en marginal stigning i både den variable og den faste omkostning, dog ikke nok til at modsvare den samlede besparelse.
- *Anlægget fordyres.* Hvis anlægget bliver dyrere end forventet vil prisen stige – for hhv. den faste eller variable omkostning, afhængig af den præcise form af fordyrelsen (fx vil højere driftsomkostninger lede til højere variable omkostninger).

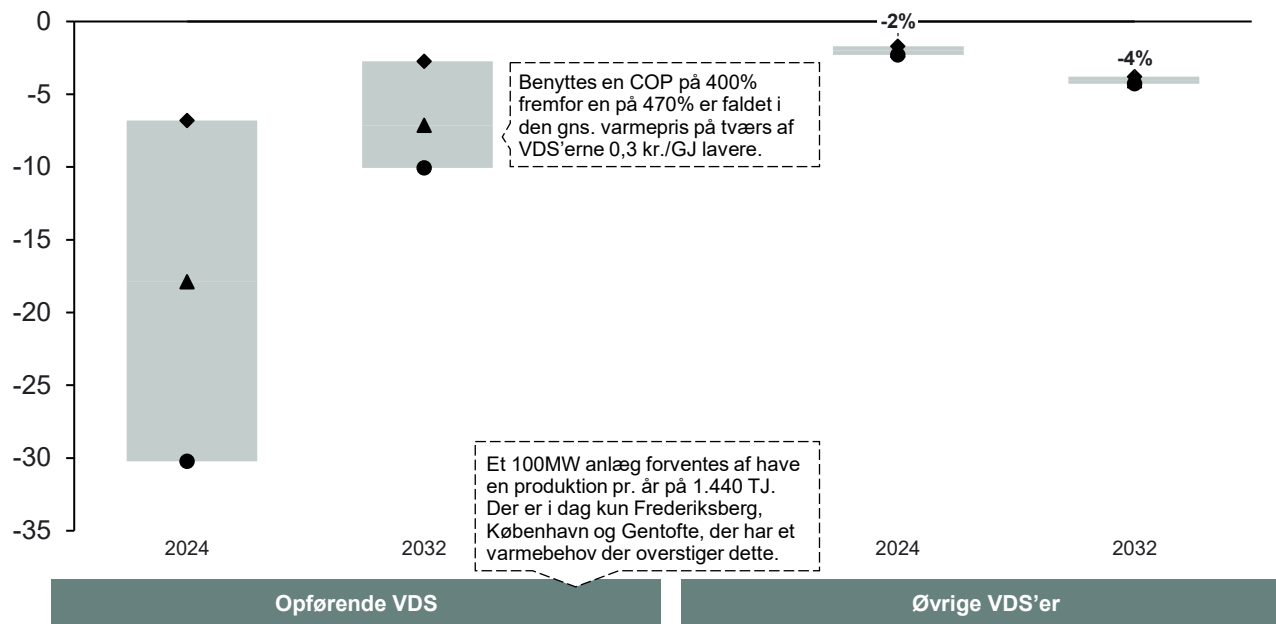
Note: 1) Se tema 3 for uddybning af rabatter forbundet med tilslutning af nye kunder.  
Kilde: Implement beregninger baseret på data og beskrivelser af afregningsmodellen fra CTR

# TEMA 1A,B | En decentral 100MW havvandspumpe med varmeaftale til nyt varmebehov vil give en gevinst for alle VDS'er fra tilslutningsåret trods rabatten for nye kunder

## Ændring i varmepris som konsekvens af opførelsen af 100MW decentral produktion m. varmeaftale der dækker nyt lokalt varmebehov

%-ændring ift. gns. varmepris (hos VDS)

● Maks ▲ Gennemsnit ◆ Min



Note: Vi antager, at et anlæg med en kapacitet på 100MW vil have en varmeeffektivitet på 470% (baseret på en COP stigning fra et 1 til 10ME luft-til-luft varmepumpe samt bekræftet af litteraturen). Se bilag for de anlægsmæssige detaljer. De variable omkostninger inkluderer drift, vedligeholdelse og elforbrug til priser fremskrevet af ENS. Tårnby's nye kunder i Dragør er ikke medregnet i analysen da deres inddragelse i afregningsmodellen endnu ikke er fastlagt.

Kilde: Implement beregninger baseret på data fra CTR: Skema for varmesalg(2024), Budgetmodel(2024), Budget 2026(2024), Kommissorium for serviceeftersyn(2024) og Energistyrelsen: Teknologikatalog(2024)

### Investeringscasens konkrete effekter:

- Fast betaling:** Frem mod 2030 er den faste del af puljeprisen gennemsnitligt 20 kr./GJ varm købt (VK) mindre end prisen i baselinescenariet på tværs af VDS'erne hvert år. Fra 2031 udfases rabatordningen og den faste betaling for det opførende VDS stiger gradvist, mens øvrige VDS'ers puljepris gradvist falder.
- Variabel betaling:** Allerede fra idriftsættelsesåret 2024 vil den variable omkostning falde med omkring 4,9 kr./GJ VK (5%) ift. den variable omkostning i baselinescenariet. Den store spredning i besparelserne skyldes, at produktionen fra et 100MW anlæg udgør vidt forskellige andele af VDS'ernes nuværende behov.

Samlet set er anlægget så effektivt, at opførelsen af det leder til varige reduktioner i varmeprisen for øvrige VDS'er ift. prisen i baselinescenariet; gns. -2% i idriftsættelsesåret og -4% i 2032.

De fleste VDS'er i CTR's område har i praksis ikke tilstrækkeligt varmebehov til, at det er meningsfyldt at bygge et 100MW anlæg decentralt.

### Antagelser om anlægget:

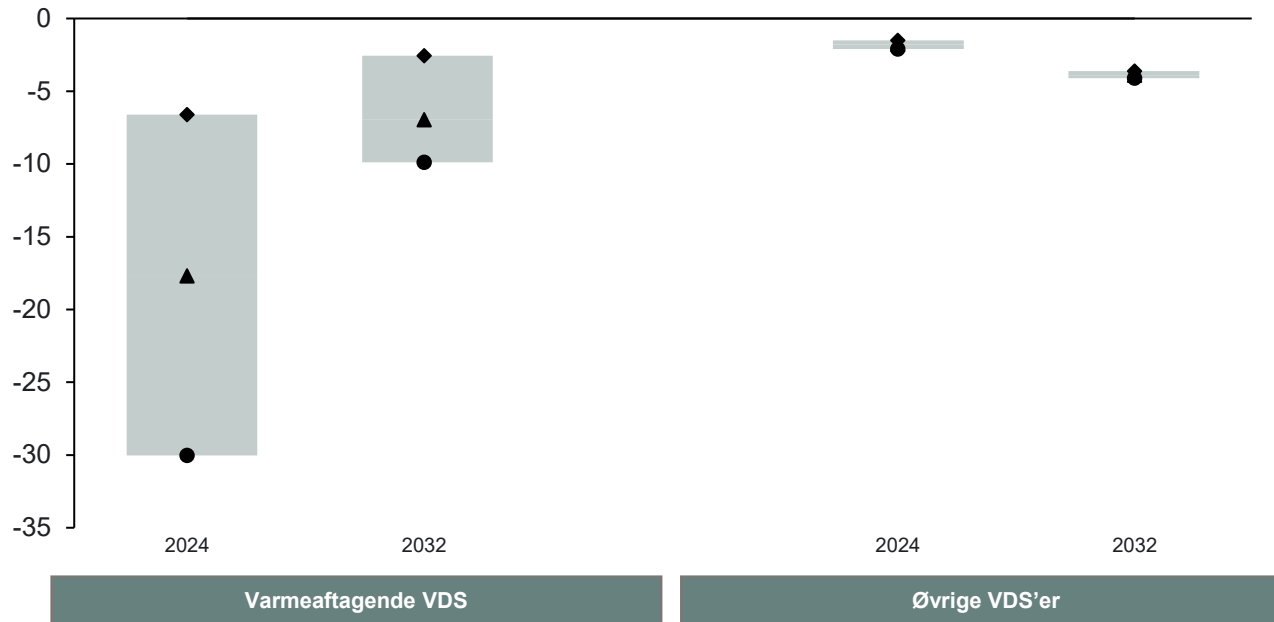
- Anlægsomkostninger: 900 mio. kr.
- Kapacitet: 100MW
- 4.000 fuldlastimer/år
- Produktion: 1.440 TJ/år
- Faste omkostninger: 41,2 mio. kr./år
- Variable omkostninger: 30,9 mio. kr./år
- CTR afløfter alle omkostninger
- Opføres til at dække nyt varmebehov

## TEMA 1E | En central 100MW havvandspumpe er marginalt dyrere end decentral produktion på grund af transmissionsomkostninger, men åbner muligheden for skalafordele for mindre VDS'er

### Ændring i varmepris som konsekvens af opførelsen af 100MW central produktion m. varmeaftale der dækker nyt lokalt varmebehov

%-ændring ift. gns. varmepris (hos VDS)

● Maks ▲ Gennemsnit ◆ Min



Note: Vi antager, at et anlæg med en kapacitet på 100MW vil have en varmeeffektivitet på 470% (baseret på en COP stigning fra et 1 til 10ME luft-til-luft varmepumpe samt bekræftet af litteraturen). Se bilag for de anlægsmæssige detaljer. De variable omkostninger inkluderer drift, vedligeholdelse og elforbrug til priser fremskrevet af ENS. Tårnby's nye kunder i Dragør er ikke medregnet i analysen da deres inddragelse i afregningsmodellen endnu ikke er fastlagt.

Kilde: Implement beregninger baseret på data fra CTR: *Skema for varmesalg(2024)*, *Budgetmodel(2024)*, *Budget 2026(2024)*, *Kommissorium for serviceeftersyn(2024)* og Energistyrelsen: *Teknologikatalog(2024)*

### Investeringscasens konkrete effekter:

- **Fast betaling:** Effekten på den faste betaling til CTR er den samme som i case 1A&B.
- **Variabel betaling:** Effekten på den variable betaling til CTR er stort set den samme som i case 1A&B, men effektiviseringsgevinsten er marginalt mindre grundet omkostninger til transmission, der i dag udgør ca. 5% af den variable pris.

Det bemærkes, at selvom et centralt anlæg er relativt dyrere end decentral produktion pga. transmissionsomkostninger, åbner det muligheden for, at særligt VDS'er med et mindre varmebehov kan opnå skalafordelene ved de store anlæg.

### Antagelser om anlægget:

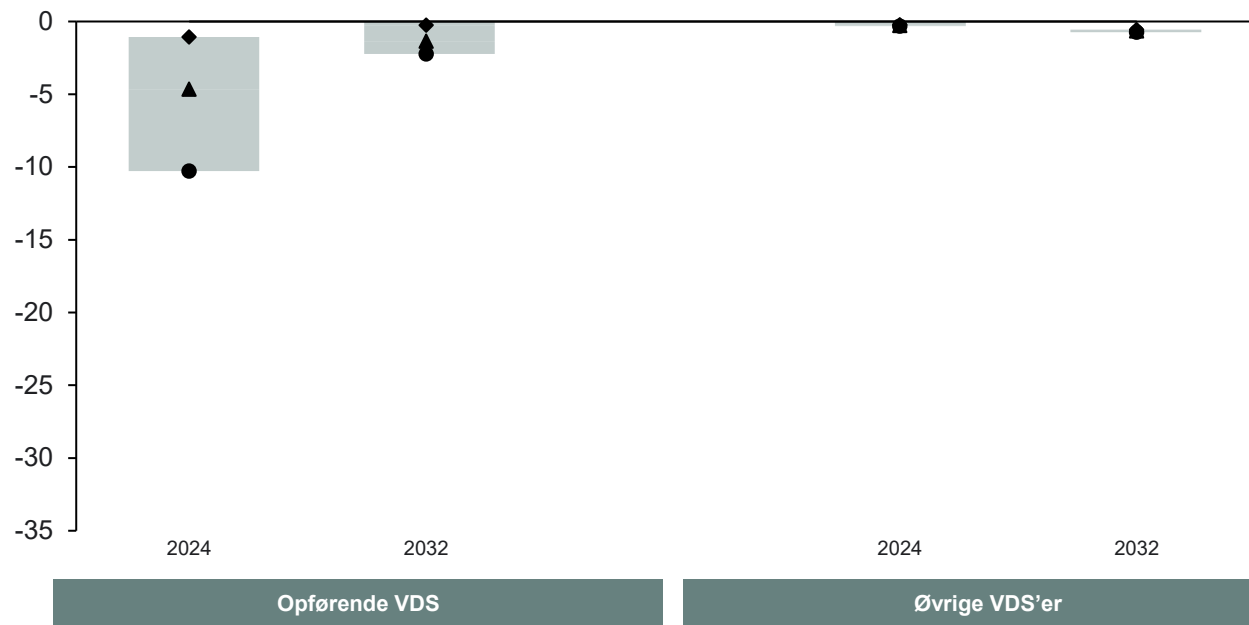
- Anlægsomkostninger: 900 mio. kr.
- Kapacitet: 100MW
- 4.000 fuldlastimer/år
- Produktion: 1.440 TJ/år
- Faste omkostninger: 41,2 mio. kr./år
- Variable omkostninger: 30,9 mio. kr./år samt yderligere 5,5 mio. kr./år til transmission.
- Centralt placeret anlæg
- CTR afløfter omkostninger
- Opføres til at dække nyt varmebehov

# TEMA 1F | En decentral havvandpumpe på 15MW med varmeaftale giver stadig en gevinst for alle VDS'er – dog mindre effektivt sammenlignet med 100MW anlægget

## Ændring i varmepris som konsekvens af opførelsen af 15MW decentral produktion m. varmeaftale der dækker nyt varmebehov

%-ændring ift. qns. varmepris (hos VDS)

● Maks ▲ Gennemsnit ◆ Min



Note: Ifølge Energistyrelsen har en havvandpumpe på 20MW en varmeeffektivitet på 370%. Se bilag for anlægsmæssige detaljer. De variable omkostninger inkluderer drift, vedligeholdelse og elforbrug til priser fremskrevet af ENS. Tårnby's nye kunder i Dragør er ikke medregnet i analysen da deres inddragelse i afregningsmodellen endnu ikke er fastlagt.

Kilde: Implement beregninger baseret på data fra CTR: *Skema for varmesalg(2024)*, *Budgetmodel(2024)*, *Budget 2026(2024)*, *Kommissorium for serviceeftersyn(2024)* og Energistyrelsen: *Teknologikatalog(2024)*

### Investeringscasens konkrete effekter:

- **Fast betaling:** Frem mod 2030 er den faste del af puljeprisen gennemsnitligt 5,3 kr./GJ VK mindre end prisen i baselinescenariet på tværs af VDS'erne hvert år. Fra 2031 af, udfases rabatordningen og den faste del af den opførende VSD' puljepris stiger gradvist, mens øvrige VDS'ers puljepris gradvist falder.
- **Variabel betaling:** Fra idriftsættelsesåret frem mod 2032 falder den variable betaling gennemsnitligt med omkring 0,7 kr./GJ VK (1%) årligt ift. baselinescenariet på tværs af VDS'erne.

Samlet set medfører anlægget en gennemsnitlig reduktion i VDS'ernes samlede puljepris på 0,3% ift. prisen i baselinescenariet i idriftsættelsesåret og 0,6% i 2032. Besparelsen på MW kapacitet er således ca. 10% lavere ift. anlægget på 100MW.

### Antagelser om anlægget:

- Anlægsomkostninger: 135 mio. kr.
- Kapacitet: 15MW
- 4.000 fuldlastimer/år
- Produktion: 216 TJ/år
- Faste omkostninger: 6,1 mio. kr./år
- Variable omkostninger: 5,7 mio. kr./år
- CTR afløfter omkostninger (se detaljer i noten)
- Opføres til at dække nyt varmebehov

ILLUSTRATION

# TEMA 1, Case C:

I Case C opføres et nyt decentralt anlæg uden varmeaftale, men med fortsat forsyningsgaranti/spids- og reservelast fra CTR. I gennemgangen betragtes både scenariet hvor ny varmeproduktion dækker nyt varmebehov og scenariet hvor det dækker eksisterende kunder. Eksemplet kan ses som en afart af særordningen for <10 MW anlæg, men hvor det opførende VDS' egenproduktion IKKE modregnes i fordelingen af faste omkostninger.

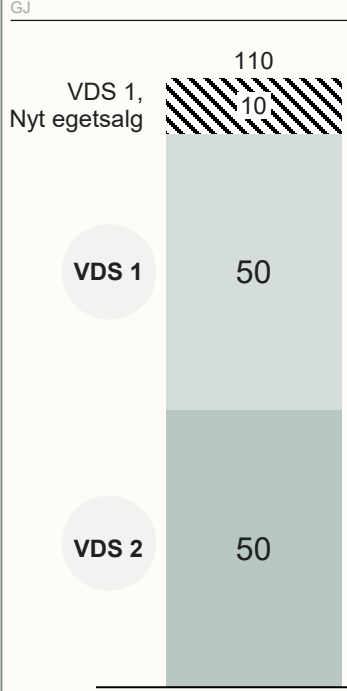
Scenariet er ikke muligt under CTR's afregningsregler og økonomimodel i dag, men er medtaget for at sikre at serviceeftersynet medvirker til at skabe et bredt og gennemsigtigt beslutningsgrundlag.

TEMA 1	Scenariebeskrivelse	Effekt...
Case A	100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS m. varmeaftale og omkostningsdækning af CTR	Effekt ved at VDS selv ejer og dække nyt behov med et moderne anlæg
Case B	100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af CTR	Effekt af Fritvalgsmodellen
<b>Case C</b>	<b>100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS uden varmeaftale</b>	<b>Effekt af ændrede ejerforhold (u. varmeaftale)</b>
Case D	100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS uden varmeaftale, men hvor udvidelsen af varmebehovet kun er 80% ift. forventningen	Effekt af varmefortrængning (u. varmeaftale)
Case E	100MW centralanlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS m. varmeaftale og omkostningsdækning af CTR	Effekt af et centralt værk
Case F	15MW anlæg til DKK 135M ejet og drevet af VDS m. varmeaftale og omkostningsdækning af CTR	Størrelseseffekt

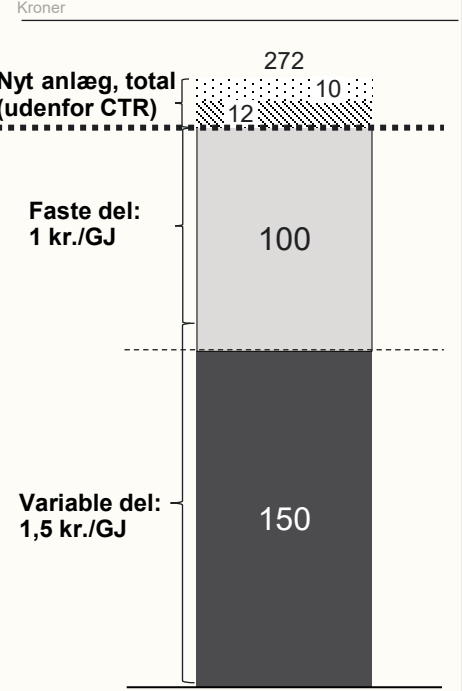
**Ændring ift. eksempelberegningen**

- VDS 1 opfører lokal produktion svarende til 10GJ (VDS 1 afholder alle omkostninger selv).
- Det nye anlægs faste omk. svarer til CTR's (1 kr./GJ) men de variable omk. er reduceret fra 1,5 kr./GJ til 1,2 kr./GJ. Dvs. anlægget har 10 kr. i faste- og 12 kr. i variable omkostninger totalt.
- Anlægget afsætter al varme lokalt hos nye kunder uden varmeaftale med leveringgaranti fra CTR.
- Ingen yderligere faste omkostninger hos CTR (hverken grund-, spids eller reservelast).

**Fiktivt varmesalg fordelt på VDS**



**Eksempelomkostninger for varmesystemet**

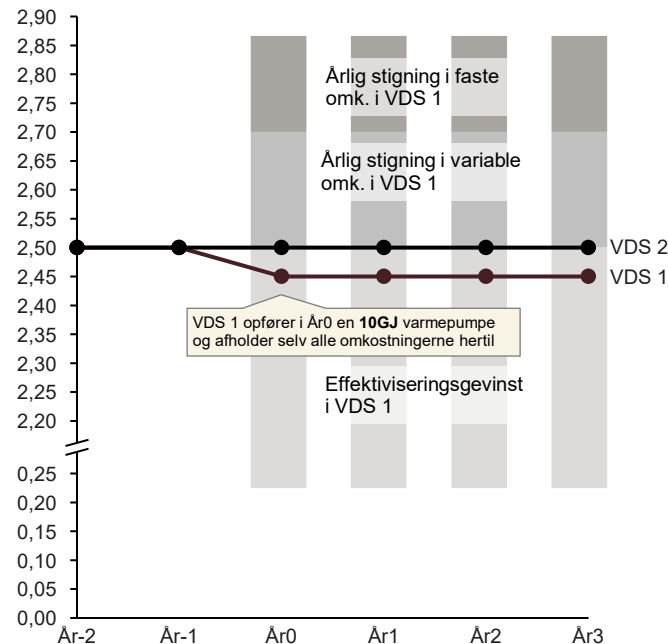


# TEMA 1C(1) | Omkostning og risiko for nye decentral anlæg uden en varmeaftale bæres af det opførende VDS, men kan medføre omkostninger for CTR's øvrige kunder fra øget spidslastsbehov

Ændring af varmepris ved opførelse af 10GJ anlæg i VDS 1 u. varmeaftale, der dækker nyt varmebehov

Varme pris	Puljepris betalinger	Faste omk.	
		Ingen påvirkning på effektbetalingen idet grundlaget er uændret. <b>Ved behov for mere spids- og reservelast</b>	
		Variable omk.	
		Ingen påvirkning – men kan opstå risiko for taktisk varmekøb	
Omkostninger til egenproduktion <small>(kun det opførende VDS)</small>	Faste omk.		
	Opførende VDS: Årlig stigning i faste omk. i alt som følge af opførelsen af anlægget.		
	Variable omk.		
	Opførende VDS: Årlig stigning i variable omk. i alt som følge af drift af det nye anlæg.		

Varmepris pr. solgt varmeenhed  
Kroner/GJ



## ILLUSTRATION

### Investeringscasens effekt på varmeprisen:

Nye decentrale anlæg uden varmeaftale, der dækker nyt varmebehov i VDS 1, påvirker umiddelbart kun VDS 1's økonomi mht. risici og omkostninger til anlægget. Det skyldes, at alt varmen og omkostningerne fra det nye anlæg ligger udenfor CTR og puljeprisen.

### Følsomhedsbetragtninger:

Effekterne illustreret til venstre afhænger af de præcise antagelser. Hvis de ændres, vil konsekvenserne være:

- **Opførelsen af anlægget medfører øget behov for reserve- og spidslast.** Det vil i tilfældet:
  - hvor VDS 1 opfører reservelasten, medføre en reduktion i effektiviseringsgevinsten og forskyde deres samlede varmepriskurve op.
  - hvor CTR opfører det, vil begge VDS'ers varmepriskurver forskydes op via øget effektbetalinger (omkostningen deles 50:50).
- **At anlægget fordyres.** I dette tilfælde vil kurven for det opførende VDS's (VDS 1) samlede varmepris forskydes op og medfører højere varmepriser.
- **At VDS 1 er taktisk ift. det nye anlægs produktionstimer.** Vil medføre en højere variabel puljepris, men give en samlet varmebesparelse for VDS 1, såfremt anlægget tages ud af drift i perioder hvor puljeprisen – der afregnes som gennemsnitspris for året – er lavere end anlæggets varmeproduktionspris (i f.eks. spidslast perioder).

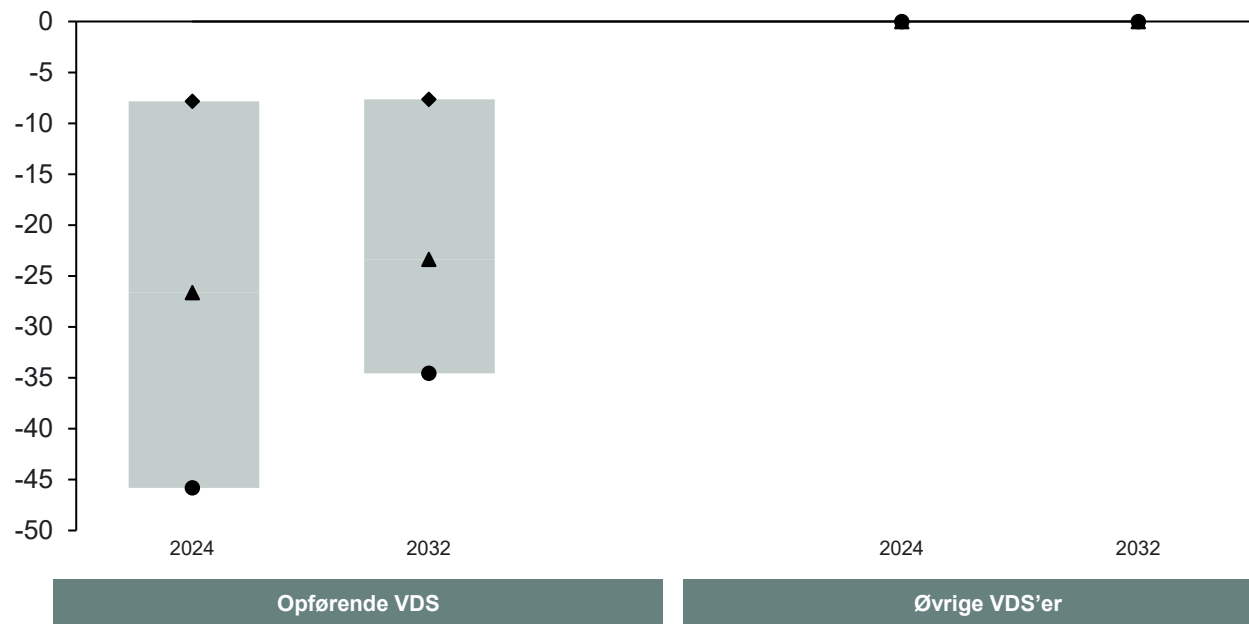
Kilde: Implement beregninger baseret på CTR: Afregning med varmeftagere (salg).

# TEMA 1C(1) | En 100MW havvandspumpe uden varmeaftale giver udelukkende en gevinst til slutkunderne hos den opførende VDS

## Ændring i varmepris som konsekvens af opførelsen af 100MW decentral produktion u. varmeaftale der dækker nyt varmebehov

%-ændring ift. gns. varmepris (hos VDS)

● Maks ▲ Gennemsnit ◆ Min.



Note: Vi antager, at et anlæg med en kapacitet på 100MW vil have en varmeeffektivitet på 470% (baseret på en COP stigning fra et 1 til 10ME luft-til-luft varmepumpe samt bekræftet af litteraturen). Se bilag for de anlægsmæssige detaljer. De variable omkostninger inkluderer drift, vedligeholdelse og elforbrug til priser fremskrevet af ENS. Tårnbys nye kunder i Dragør er ikke medregnet i analysen da deres inddragelse i afregningsmodellen endnu ikke er fastlagt.

Kilde: Implement beregninger baseret på data fra CTR: *Skema for varmesalg(2024)*, *Budgetmodel(2024)*, *Budget 2026(2024)*, *Kommissorium for serviceeftersyn(2024)* og Energistyrelsen: *Teknologikatalog(2024)*

### Investeringscasens konkrete effekter:

- **Faste omkostninger:** Det opførende VDS's faste omkostninger er gennemsnitligt 9 kr./GJ VK mindre årligt end de faste omkostninger i baselinescenariet. Det skyldes, at det nye anlæg har lavere faste omkostninger pr. GJ end de eksisterende anlæg i CTR.
- **Variable omkostninger:** Det opførende VDS's variable omkostninger er gennemsnitligt 23 kr./GJ VK mindre fra 2024 frem mod 2032 sammenlignet med omkostningerne i baselinescenariet. Faldet skyldes, at det nye anlæg producerer varme mere effektive end varmen fra CTR i dag.

Der er ingen effekt på de øvrige VDS'er, da der hverken er antaget nogen varmetrængning eller opjustering af spids- eller reservelast.

I gennemsnit forventes varmeprisen at blive reduceret med 27% ift. den gns. varmepris i baselinescenariet (152 kr./GJ) i 2023.

### Antagelser om anlægget:

- Anlægsomkostninger: 900 mio. kr.
- Kapacitet: 100MW
- 4.000 fuldlastimer/år
- Produktion: 1.440 TJ/år
- Faste omkostninger: 41,2 mio. kr./år
- Variable omkostninger: 30,9 mio. kr./år
- VDS afholder selv omkostninger
- Opføres til at dække nyt varmebehov

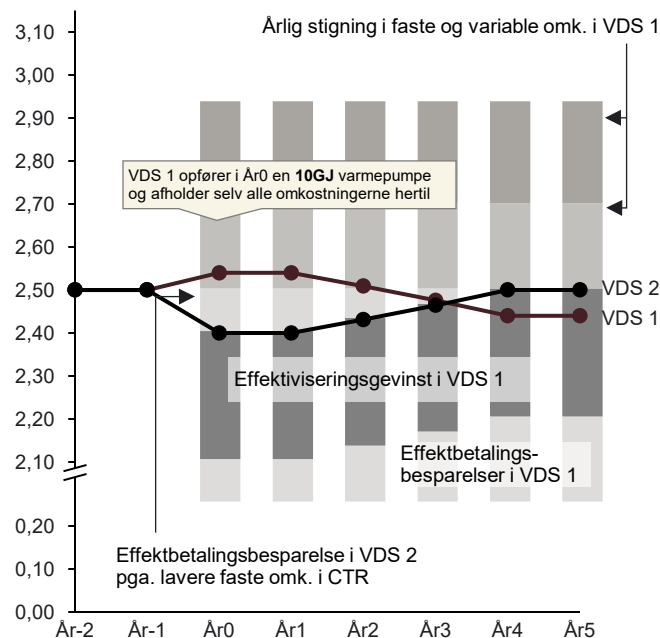
# TEMA 1C(2) | Nye decentrale anlæg uden en varmeaftale opført mhp. at erstatte eksisterende, men giver en langsigtet besparelse til det opførende VDS, en overgangsbesparelse til de øvrige VDS'er, men kan medføre omkostninger for CTR's øvrige kunder fra øget spidslastsbehov

ILLUSTRATION

Ændring af varmepris ved opførelse af 10GJ anlæg i VDS 1 u. varmeaftale der dækker eksisterende varmebehov

Varme pris	Puljepris betalinger	Faste omk.	Vægten er faldet for den opførende VDS og steget for øvrige VDS'er. De gns. omk. (kr./GJ) er steget for alle.  Betaling for spids- og reservelast udgør en større andel
		Variable omk.	Ingen påvirkning – men kan opstå risiko for taktisk varmekøb
Omkostninger til egenproduktion (kun det opførende VDS)		Faste omk.	Opførende VDS: Årlig stigning i faste omk. som følge af opførelsen af anlægget.
		Variable omk.	Opførende VDS: Årlig stigning i variable omk. som følge af drift af det nye anlæg.  Gns. variabel omk. faldet pga. mere effektivt anlæg

Varmepris pr. solgt varmeenhed  
Kroner/GJ



### Ændring ift. Tema 1C(1):

Anlægget erstatter et fuldt afskrevet anlæg i CTR med tilsvarende faste omkostninger og afsætter al varme til eksisterende/nuværende kunder lokalt i VDS1, men uden leveringsgaranti.

### Investeringscasens effekt på varmeprisen:

Nye decentrale anlæg uden varmeaftale påvirker VDS'erne gennem effektbetalingsbesparelser og effektiviseringsgevinster. VDS 1 oplever en midlertidig stigning i den faste del af puljeprisen indtil det nye anlægs kunder er fuldt udfaset fra CTR; efter tre år opnås besparelse. Samtidig oplever VDS 2 en midlertidig besparelse fra samme effekt. Derudover opnår VDS 1 en effektiviseringsgevinst.

### Følsomhedsbetragtninger:

Effekterne illustreret til venstre afhænger af de præcise antagelser. Hvis de ændres, vil konsekvenserne være:

- Opførelsen af anlægget medfører øget behov for reserve- og spidslast. Det vil i tilfældet:
  - hvor VDS 1 opfører reservelasten, medføre en reduktion i effektiviseringsgevinsten og forskyde deres samlede varmepris op.
  - hvor CTR opfører det, vil begge VDS'ers varmepris forskydes op pga. øgede faste omk.
- At anlægget fordyres. I så fald vil kurven for VDS 1 forskydes op via en stigning i de faste omk.
- At anlægget kan producere til en endnu lavere pris. I så fald, vil kurven for VDS 1's varmepris forskydes ned og potentielt medføre besparelser, men kun for den opførende VDS's kommune.

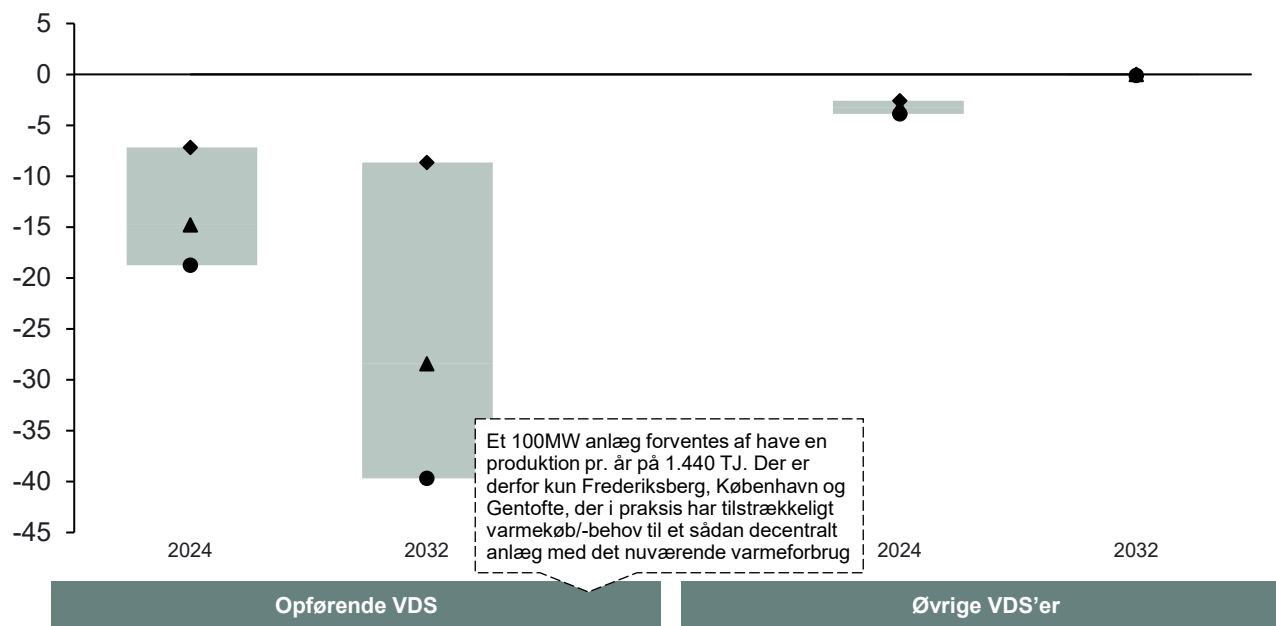
Kilde: Implement beregninger baseret på CTR: Afregning med varmeaftagere (salg).

# TEMA 1C(2) | En 100MW havvandspumpe uden varmeaftale til at erstatte et fuldt afskrevet anlæg i CTR giver en midlertidig gevinst til de øvrige VDS'er

## Ændring i varmepris som konsekvens af opførelsen af 100MW decentral produktion u. varmeaftale der dækker eksisterende varmebehov

%-ændring ift. gns. varmepris (hos VDS)

● Maks ▲ Gennemsnit ◆ Min.



Et 100MW anlæg forventes af have en produktion pr. år på 1.440 TJ. Der er derfor kun Frederiksberg, København og Gentofte, der i praksis har tilstrækkeligt varmekøb/-behov til et sådan decentralt anlæg med det nuværende varmeforbrug

Note: Vi antager, at et anlæg med en kapacitet på 100MW vil have en varmeeffektivitet på 470% (baseret på en COP stigning fra et 1 til 10ME luft-til-luft varmepumpe samt bekræftet af litteraturen). Se bilag for de anlægsmæssige detaljer. De variable omkostninger inkluderer drift, vedligeholdelse og elforbrug til priser fremskrevet af ENS. Tårnby's nye kunder i Dragør er ikke medregnet i analysen da deres inddragelse i afregningsmodellen endnu ikke er fastlagt.

Kilde: Implement beregninger baseret på data fra CTR: *Skema for varmesalg(2024)*, *Budgetmodel(2024)*, *Budget 2026(2024)*, *Kommissorium for serviceeftersyn(2024)* og Energistyrelsen: *Teknologikatalog(2024)*

### Investeringscasens konkrete effekter:

- **Faste omkostninger:** Gennemsnitligt 7,3 kr./GJ VK højere i idriftsættelsesåret ift. omk. i baselinescenariet for det opførende VDS. Det skyldes en stigning i den faste betaling til CTR som beskrevet på forrige side. Derefter falder effekten gradvist og bliver negativ, hvor omkostningerne i 2032 gennemsnitligt er 15,7 kr./GJ VK mindre end omk. i baselinescenariet. Øvrige VDS'er oplever et midlertidigt fald i den faste betaling til CTR, som er fuldt udfaset efter tre år, som beskrevet på forrige side.
- **Variable omkostninger:** Det opførende VDS's variable omk. er gennemsnitligt 13 kr./GJ VK mindre fra 2024 frem mod 2032 sammenlignet med omk. i baselinescenariet. Faldet skyldes det nye anlægs evne til at producere varme langt mere effektivt end CTR's nuværende anlæg. Ingen effekt på øvrige VDS'er.

Den samlede varmeprisen for de opførende VDS'er forventes at falde med 15% i 2023 og 28% i 2032 sammenlignet med den gns. varmepris i baselinescenariet (152 kr./GJ VK).

### Antagelser om anlægget:

- Anlægsomkostninger: 900 mio. kr.
- Kapacitet: 100MW
- 4.000 fuldlasttimer/år
- Produktion: 1.440 TJ/år
- Faste omkostninger: 41,2 mio. kr./år
- Variable omkostninger: 30,9 mio. kr./år
- VDS afholder selv omkostninger
- Opføres for at erstatte ét fuldt afskrevet anlæg i CTR og dække eksisterende lokalt varmebehov

# TEMA 1, Case D:

Case D er en udvidelse af case C (et nyt decentralt anlæg uden varmeaftale, men med fortsat forsyningsgaranti/spids- og reservelast fra CTR). I Case D antages der yderligere, at det faktiske varmebehov viser sig at være lavere end antaget i projektforslaget.

Det bemærkes, at case D ikke er mulig under CTR's afregningsregler i dag.

TEMA 1	Scenariebeskrivelse	Effekt...
Case A	100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS m. varmeaftale og omkostningsdækning af CTR	Effekt ved at VDS selv ejer og dække nyt behov med et moderne anlæg
Case B	100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af CTR	Effekt af Fritvalgsmodellen
Case C	100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS uden varmeaftale	Effekt af ændrede ejerforhold (u. varmeaftale)
<b>Case D</b>	100MW anlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS uden varmeaftale, men hvor udvidelsen af varmebehovet kun er 80% ift. forventningen	Effekt af varmemfortrængning (u. varmeaftale)
Case E	100MW centralanlæg til DKK 900M ejet og drevet af VDS m. varmeaftale og omkostningsdækning af CTR	Effekt af et centralt værk
Case F	15MW anlæg til DKK 135M ejet og drevet af VDS m. varmeaftale og omkostningsdækning af CTR	Størrelseseffekt

## ILLUSTRATION

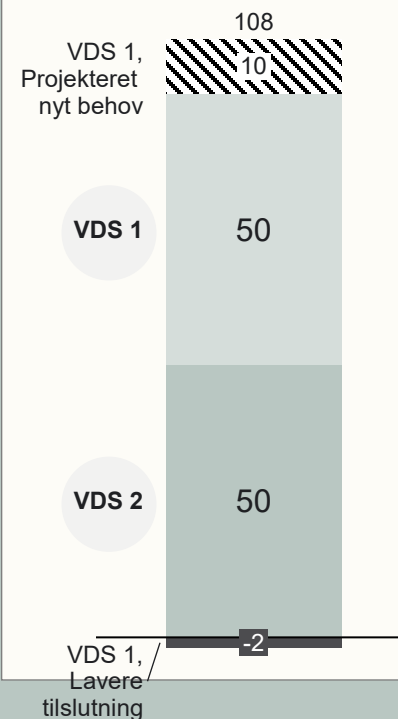
### Ændring ift. eksempelberegningen

VDS 1 opfører lokal produktion svarende til 10GJ (VDS 1 afholder alle omkostninger selv) mhp. af forsyne nye kunder i VDS 1, mens kun 8GJ faktisk tilslutter.

- Anlægget leverer grundlast uden varmeaftale, området er dækket af CTR's leveringsgaranti.
- Det nye anlægs faste omk. svarer til dem af CTR (1 kr./GJ) mens de variable omk. er reduceret fra 1,5 kr./GJ til 1,2 kr./GJ. Dvs. anlægget har 10 kr. i faste- og 12 kr. i variable omkostninger.
- Ingen yderligere faste omkostninger hos CTR (hverken grund-, spids eller reservelast).

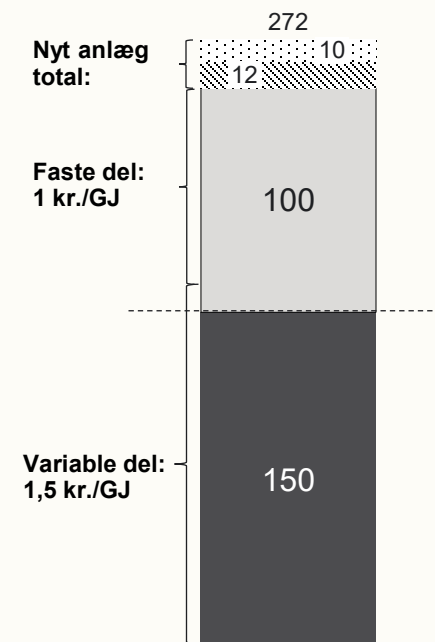
### Fiktivt varmesalg fordelt på VDS

GJ



### Eksempelomkostninger for varmesystemet

Kroner



# TEMA 1D | I tilfælde af overkapacitet **uden varmeaftale** er der risiko for, at øvrige VDS'er i stigende grad hæfter for historiske omkostninger forbundet med spids- og reservelast, mens det opførende VDS bærer kun bærer risiko og potentielle gevinster for det nye anlæg

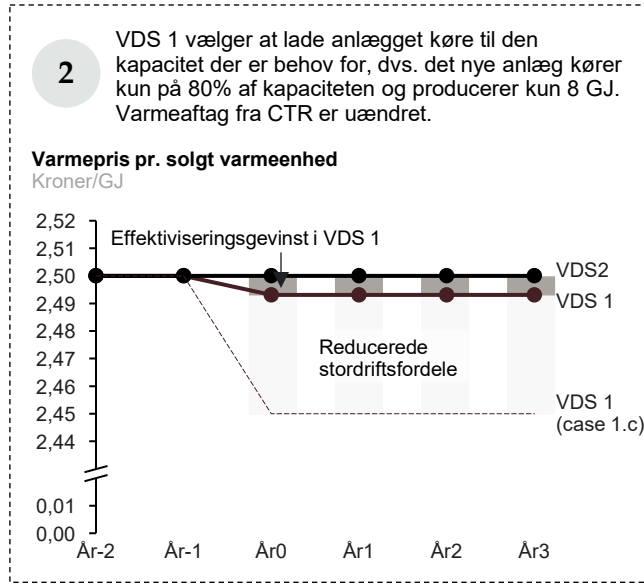
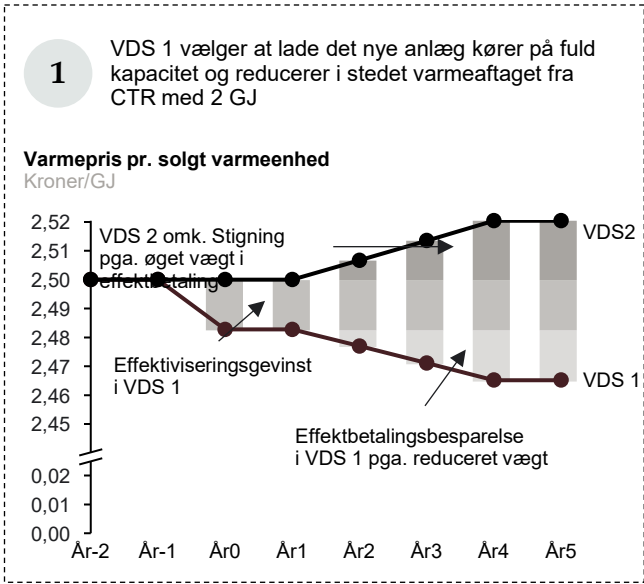
ILLUSTRATION

Ændring i varmeprisen ved ny decentral produktion (10GJ) i VDS 1 uden varmeaftale til nyt overvurderet varmebehov

Nyt varmebehov viser sig at være 8 GJ mod en forventning på 10 GJ. I det tilfælde kan overkapaciteten enten resulterer i 1) varmeproduktionen fra det nye anlæg fortrænge varme fra CTR eller, 2) anlægget kun kan køre på 80% af dets kapacitet:

Varmepris i tilfælde af at fortrængt varmesalg fra CTR

Varmepris i tilfælde af at VDS 1 kører anlæg på 80% kapacitet



**Investeringscasens effekt på varmeprisen:**  
Nye decentrale anlæg uden varmeaftale, der medfører overkapacitet, risikerer at lade andre VDS'er end den opførende VDS hæfte for den samlede forsyningssikkerhed (som er dimensioneret efter det forventede behov).

**Følsomhedsbetragtninger:**  
Effekterne illustreret til venstre afhænger af de præcise antagelser. Hvis de ændres, vil konsekvenserne være:

- *Opførelsen af anlægget medfører et øget behov for reserve- og spidslast. Det vil i tilfældet:*
  - hvor VDS 1 opfører reservelasten, medføre en reduktion i den opførendes VDS's effektiviseringsgevinst og forskyde deres varmepriskurve op.
  - hvor CTR opfører det, vil begge VDS'ers varmepriskurve forskydes op via øgede effektbetalinger.
- *At anlægget fordyres.* I så fald vil kurven for VDS 1 forskydes op pga. en stigning i de faste omk.
- *At anlægget kan producere til en endnu lavere pris.* I så fald, vil kurven for VDS 1's varmepris forskydes ned og potentielt medføre besparelser, men kun for den opførende VDS.

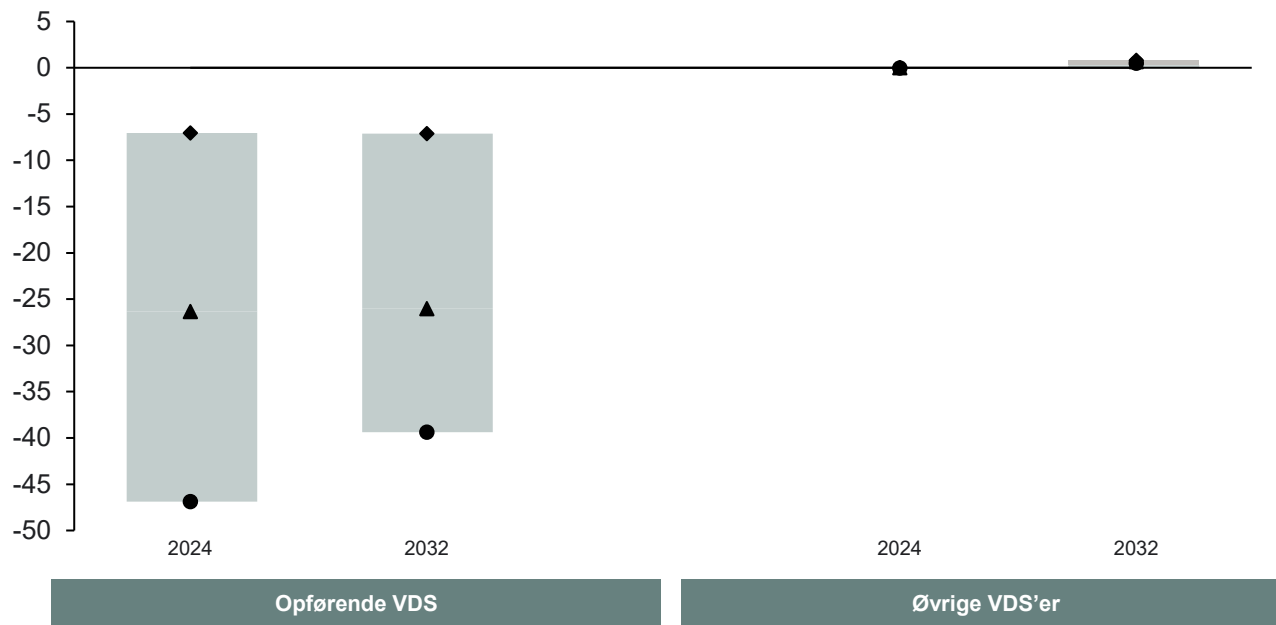
Note:  
Kilde: Implement beregninger baseret på data og beskrivelser af afregningsmodellen fra CTR

# TEMA 1D(1) | En 100MW havvandspumpe uden varmeaftale m. overkapacitet, hvor varme fortrænges fra CTR, medfører en højere varmepris hos de øvrige VDS'er fra øget fast betaling, fordi det opførende VDS undgår at bidrage til den nødvendige reservekapacitet i systemet

Ændring i varmepris som konsekvens af opførelsen af 100MW decentral produktion u. varmeaftale der delvist fortrængter varme fra CTR

%-ændring ift. gns. varmepris (hos VDS)

● Maks ▲ Gennemsnit ◆ Min.



Note: Vi antager, at et anlæg med en kapacitet på 100MW vil have en varmeeffektivitet på 470% (baseret på en COP stigning fra et 1 til 10ME luft-til-luft varmepumpe samt bekræftet af litteraturen). Se bilag for de anlægsmæssige detaljer. De variable omkostninger inkluderer drift, vedligeholdelse og elforbrug til priser fremskrevet af ENS. Tårnbys nye kunder i Dragør er ikke medregnet i analysen da deres inddragelse i afregningsmodellen endnu ikke er fastlagt.

Kilde: Implement beregninger baseret på data fra CTR: Skema for varmesalg(2024), Budgetmodel(2024), Budget 2026(2024), Kommissorium for serviceeftersyn(2024) og Energistyrelsen: Teknologikatalog(2024)

## Investeringscasens konkrete effekter:

- **Faste omkostninger:** Gennemsnitligt 5,6 kr./GJ VK lavere i 2024 ift. omk. i baselinescenariet for det opførende VDS, grundet stordriftsfordele. Øvrige VDS'er oplever en gns. årlig stigning ift. den faste betaling i baselinescenariet på 1 kr./GJ VK fra 2026 og fremefter.
- **Variable omkostninger:** Det opførende VDS's variable omk. er gennemsnitligt 31,3 kr./GJ VK mindre end i baselinescenariet i 2024 og 23,9 kr./GJ VK mindre i 2032. Ingen effekt på øvrige VDS'er.

Det kun den opførende VDS, der får gavn af det mere effektive anlæg. Varmepriisen falder i gennemsnit med 26% ift. til baseline puljeprisen (152 kr./GJ VK) i 2024. Det bemærkes, at et øget behov for udbygning i CTR's ejerkommuner, minimerer risikoen for ovenstående kannibalisierung af varmeproduktionen fra eksisterende anlæg ifm. opførelsen af nye anlæg.

## Antagelser om anlægget:

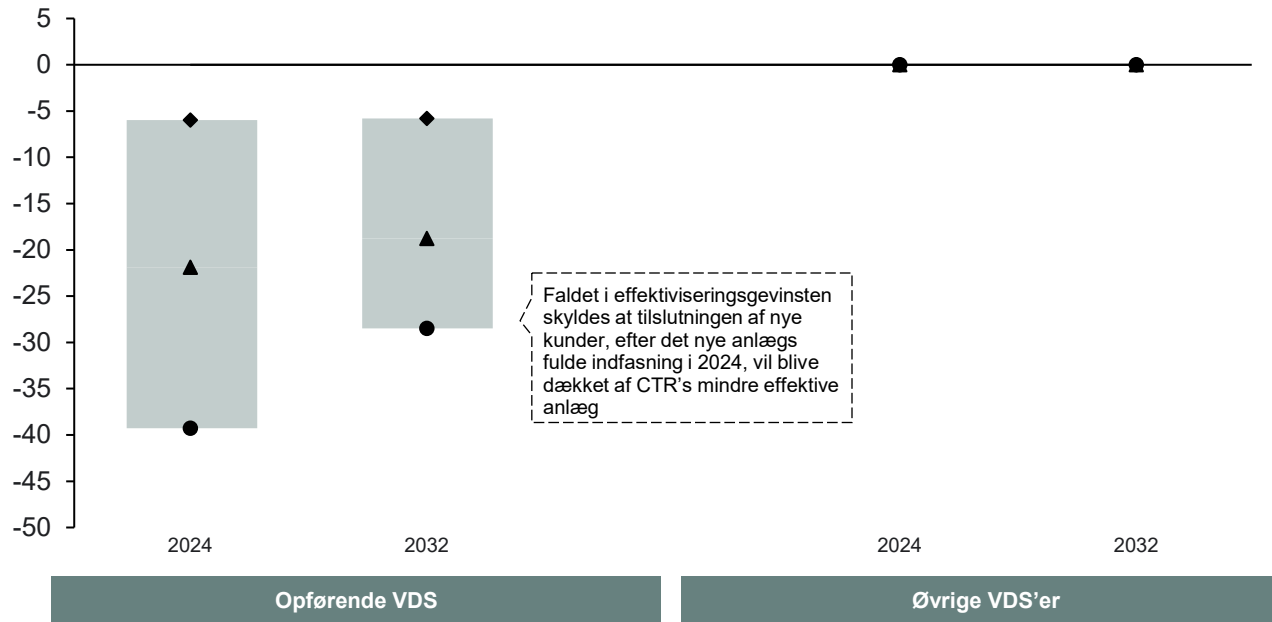
- Anlægsomkostninger: 900 mio. kr.
- Kapacitet: 100MW
- 4.000 fuldlastimer/år
- Produktion: 1.440 TJ/år
- Faste omkostninger: 41,2 mio. kr./år
- Variable omkostninger: 30,9 mio. kr./år
- VDS afholder selv omkostninger
- Opføres til at dække nyt varmebehov, der viser sig at være 1.152 TJ mod en forventning på 1.440 TJ
- Overkapacitet resulterer i en reduktion af varmesalg fra CTR på 288 TJ

# TEMA 1D(2) | En 100MW havvandspumpe uden varmeaftale m. overkapacitet, hvor anlægget ikke kører på fuld kapacitet, vil kunderne i det opførende VDS få en reduceret gevinst

## Ændring i varmepris som konsekvens af opførelsen af 100MW decentral produktion u. varmeaftale med 80% kapacitetsudnyttelse

Kroner per GJ (hos VDS)

● Maks ▲ Gennemsnit ◆ Min.



Note: Vi antager, at et anlæg med en kapacitet på 100MW vil have en varmeeffektivitet på 470% (baseret på en COP stigning fra et 1 til 10ME luft-til-luft varmepumpe samt bekræftet af litteraturen). Se bilag for de anlægsmæssige detaljer. De variable omkostninger inkluderer drift, vedligeholdelse og elforbrug til priser fremskrevet af ENS. Tårnbys nye kunder i Dragør er ikke medregnet i analysen da deres inddragelse i afregningsmodellen endnu ikke er fastlagt.

Kilde: Implement beregninger baseret på data fra CTR: *Skema for varmesalg(2024)*, *Budgetmodel(2024)*, *Budget 2026(2024)*, *Kommissorium for serviceeftersyn(2024)* og Energistyrelsen: *Teknologikatalog(2024)*

### Investeringscasens konkrete effekter:

- **Faste omkostninger:** Gennemsnitligt 6 kr./GJ VK lavere i idriftsættelsesåret ift. omk. i baselinescenariet for det opførende VDS, grundet stordriftsfordele. Ingen effekt på øvrige VDS'er.
- **Variable omkostninger:** Det opførende VDS's variable omk. er gennemsnitligt 25 kr./GJ VK mindre end i baselinescenariet i 2024 og 19 kr./GJ VK mindre i 2032.

Den samlede varmeprisen for de opførende VDS'er forventes at falde med 22% i 2023 og 19% i 2032 sammenlignet med den gns. varmepris i baselinescenariet (152 kr./GJ VK).

### Antagelser om anlægget:

- Anlægsomkostninger: 900 mio. kr.
- Kapacitet: 100MW
- 4.000 fuldlastimer/år
- Produktion: 1.440 TJ/år
- Faste omkostninger: 41,2 mio. kr./år
- Variable omkostninger: 30,9 mio. kr./år
- VDS afholder selv omkostninger
- Opføres til at dække nyt varmebehov, der viser sig at være 1.152 TJ mod en forventning på 1.440 TJ
- Overkapacitet reducerer det nye anlægs kapacitetsudnyttelse fra 100 % til 80 %

# Tema 2: Etablering af intern projektorganisation

## Rationale

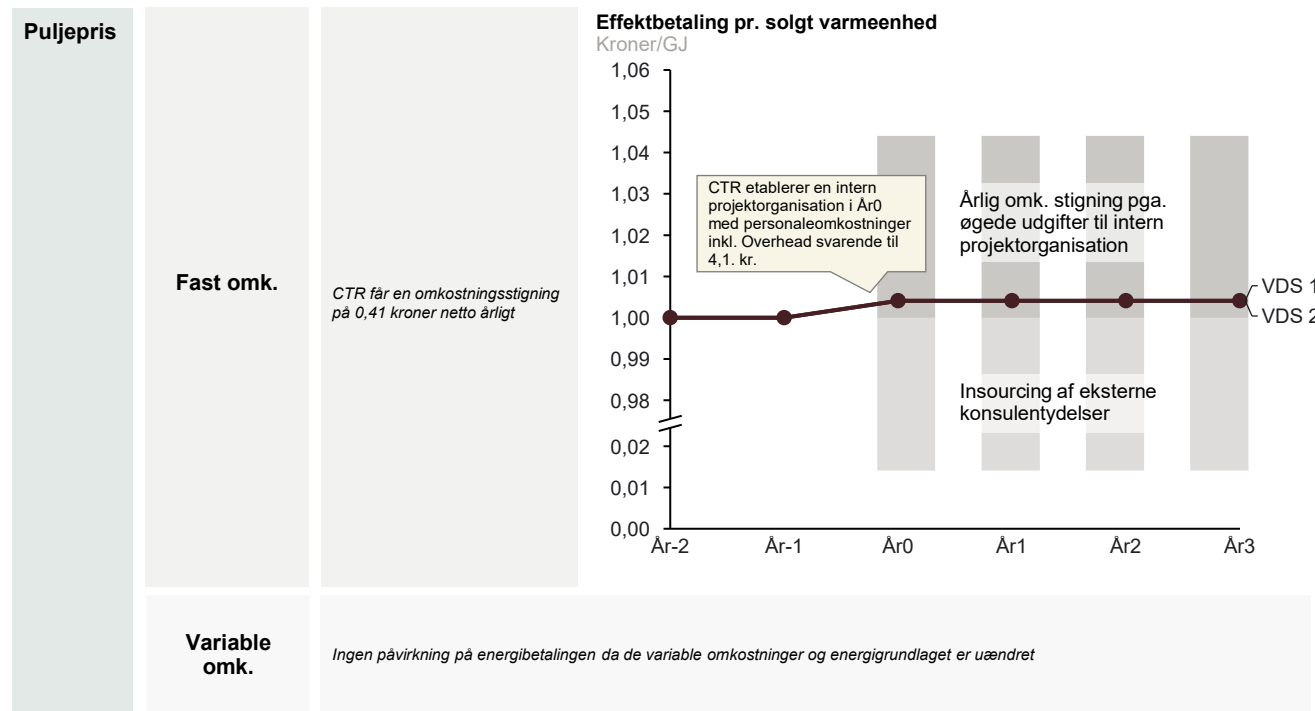
Med Fritvalgs-modellen har CTR fået udvidet mandat til at eje og drive varmeproduktion. Stigningen i antallet af projekter i kombination med udfordringer i rådgiverbranchen har ledt til en anbefaling om, at CTR opretter en intern projektstøtorganisation. Den interne projektorganisation skal sikre projektfremdrift og nødvendige interne kompetencer til drift af nye anlæg.



## TEMA 2 | Etableringen af en intern projektorganisation medfører en marginalt højere puljepris for alle VDS'er som konsekvens af stigningen i den faste betaling

### ILLUSTRATION

#### Eksemplificering af ændring i varmepris ved etablering af intern projektorganisation i CTR



#### Ændring ift. eksempelberegningen:

- CTR etablerer en intern projektorganisation med personaleomkostninger inkl. overhead svarende til 4,1 kr.
- Omkostningsstigningen kompenseres af insourcing af konsulentydelse svarende til 3,69 kr.
- Nettoomkostninger for CTR stiger med 0,41 kr.

#### Investeringscasens effekt på varmeprisen:

Etableringen af en intern projektorganisation medfører omkostninger, der deles proportionelt mellem VDS'erne efter deres fast varmekøb. Ifm. nye anlæg vil en (lille) del af CTR's omkostning allerede være afholdt forinden.

Det vil sige, at alle VDS'er betaler for den interne projektorganisation uafhængigt af, om de modtager varme fra nye anlæg, der er ejet og drevet af CTR hhv. selv anlægger, ejer og driver decentrale anlæg (under f.eks. særordningen for anlæg <10MW).

#### Følsomhedsbetragtninger:

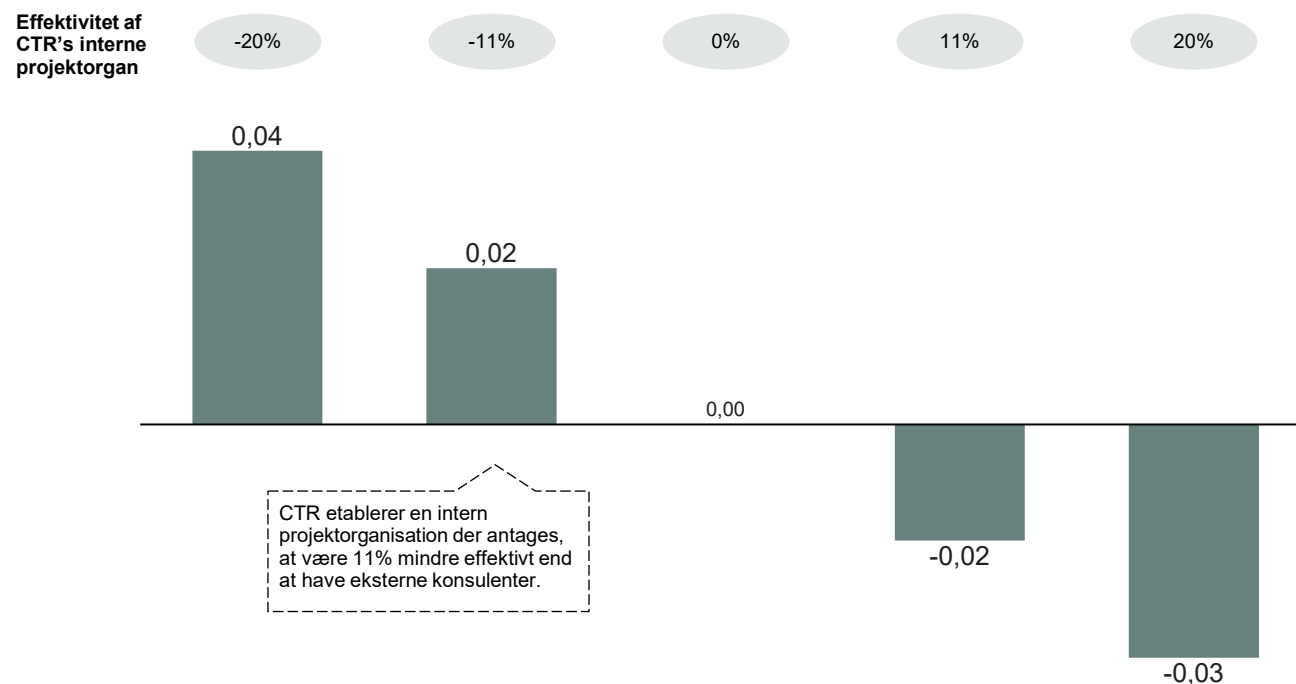
Eksemplet til venstre afhænger af ovenstående antagelser. Antages der i stedet:

- *At projektorganisationen er dyrere end først antaget.* Det vil medføre en stigning i CTR's faste omkostninger, der vil skubbe begge VDS'ers varmepris op.

## TEMA 2 | Effekten af CTR's nye projektstyringsorganisation er isoleret set lille ift. puljeprisen uanset om CTR kan løfte opgaven mere eller mindre effektivt end eksterne konsulenter

### Ændring i gns. puljepris ved forskellige relative effektivitetsniveau for projektorganisation, 2024-2030

Kroner per GJ (hos VDS)



#### Antagelser vedr. etableringen af en intern projektorganisation:

Ifølge CTR vil etableringen af en intern projektorganisation koste 4,1 mio. kr. i personaleomkostninger (inkl. overhead), men lede til sparede omkostninger fra insourcing af konsulentydelse svarende til 3,69 mio. kr. Samlet set giver det en årlig stigning i CTR's faste omkostninger på 0,41 mio. kr.

#### Tema 2's konkrete effekter:

Fra og med etableringsåret (2024) vil alle kommuner opleve en puljeprisstigning, dog minimal da stigningen frem mod 2030 gennemsnitligt ligger på 0,02 kr./GJ eller mindre end 0,01%. Resultatet er ikke særlig følsom overfor ændringer i antagelsen, om hvor effektiv insourcingen er ift. eksterne konsulenter.

Omkostningen ved den interne projektorganisation forventes altså isoleret set, at have minimal effekt på puljeprisen. Dog muliggør etableringen, at CTR kan anlægge, eje og drive ny varmeproduktion under Fritvalgs-modellen, der for nye billigere anlæg vil sænke den samlede puljepris.

Note: Tårnby vil få nye kunder i Dragør fra 2024, men deres inddragelse i CTR's afregningsmodel er endnu ikke fastlagt, så de udelades i denne analyse

Kilde: Implement beregninger baseret på opgørelse af de forventede omkostninger til intern projektorganisation samt data fra CTR: Skema for varmesalg (2024), Budgetmodel (2024), Budget 2026 (2024) samt Kommissorium for serviceeftersyn (2024)

# Tema 3: Særordning for nye kunder

## *Rationale*

For at fremme udbygning og samtidig adressere en lavere fjernvarmeefterspørgsel i fremtiden, introducerede CTR en 5-årig rabatordning (4 fulde år samt tilslutningsåret) for at øge incitamentet til at tilslutte flere kunder. Dette skal på sigt sænke fjernvarmeprisen i takt med, at der er flere kunder til at betale de faste omkostninger.



# TEMA 3 | Rabatordningen for nye kunder spiller sammen med Udbygningsplanen medfører derfor i alt en forlængelse af rabatten

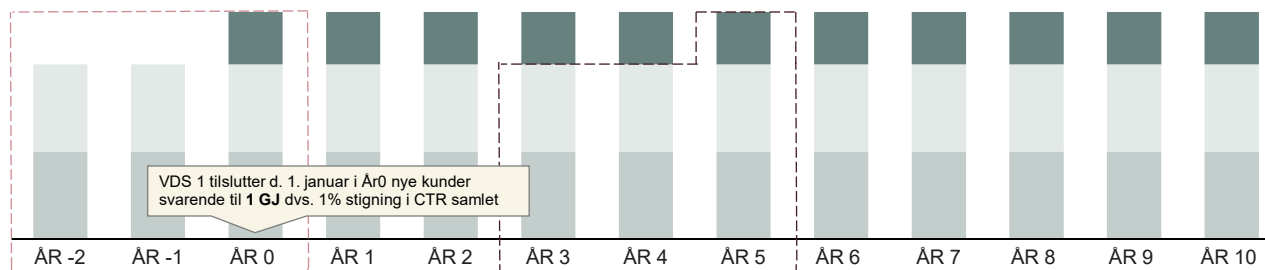
Illustration af det faktiske CTR varmesalg og hvordan det indgår som grundlag for den faste del af puljeprisens fordelingsnøgle

## Faktiske varmesalg fra CTR

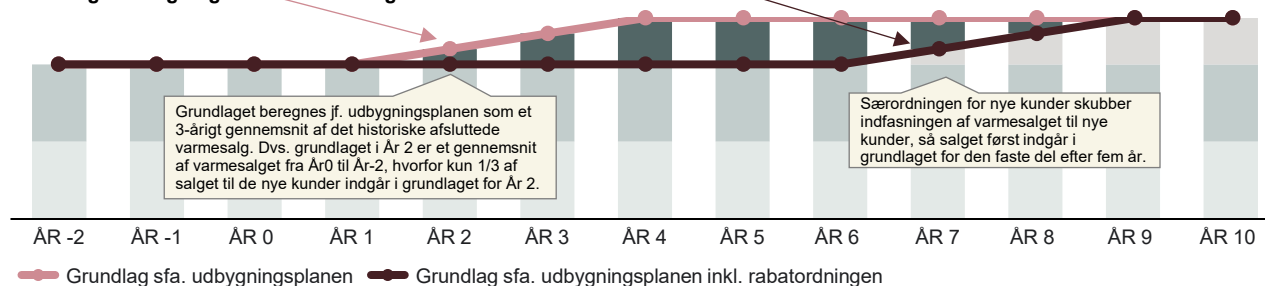
GJ

■ Nytilsluttede kunder ■ VDS 1 ■ VDS 2

ILLUSTRATION



## Grundlag til afregning den faste betaling



1) Vi regner med en modelforbruger i en 75m2 bolig og med et varmeforbrug 15 MWh pr. år, svarende til Forsyningstilsynets standardforbruger i lejlighed. Der er antaget 7 % varmetab i det lokale varmedistributionsnet. Se side 16 for fuld beskrivelse af beregningsforudsætningerne for en standardforbruger i CTR's område.  
 Kilde: Implement beregninger baseret på CTR: Afregning med varmeaftagere (salg) og CTR modelforbruger

## Tilknytningen af nye kunder

For at belyse effekten af særorrdningens for nye kunder på VDS'ernes varmepris er det væsentligt for forstå dens sammenspil med Udbygningsplanen.

## Udbygningsplanen

Udbygningsplanen blev vedtaget for at sikre at den faste del af puljeprisen ikke svinger for voldsomt fra år til år, således at VDS'erne betaler en stabil varmepris. Udbygningsplanen indebærer, at grundlaget for den faste del af puljeprisen opgøres som et tre-årigt gennemsnit af det historiske varmesalg med et års forskydning. Det vil sige, at eksempelvis grundlaget i År0 er baseret på salget i År-2, År-3 og År-4. Udbygningsplanen giver derfor i realiteten allerede en "rabat"/lavere omkostninger i 4 år for VDS'er, der tilslutte nye kunder, i fraværet af rabatordningen.

## Særorrdningen for nye kunder:

Særorrdningen for nye kunder blev vedtaget for at motivere tilslutning af nye kunder i CTR's ejerkommuner. Særorrdningen indebærer, at nytilsluttede kunder ikke indregnes i det faste varme grundlag i fem år inkl. selve tilslutningsåret. Der gives i praksis en forskellig rabat alt efter, hvornår VDS'erne tilslutter (eller indrapporterer) nye kunder og kan derfor i praksis give en lille uens rabat for nye kunder i tilslutningsåret.

Ved tilknytningen af en ny kunde med et forbrug på 54GJ sparer kommunen i praksis hvad der svarer til puljeprisens faste del, dvs. 65 kr./GJ. For standardforbrugeren defineret på slide 16 svarer dette til en besparelse på ca. 3.500 kr./år.

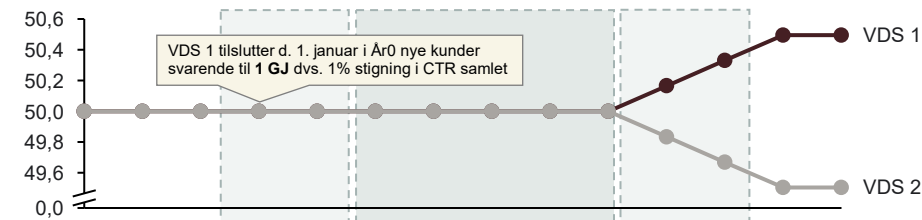
# TEMA 3 | Nye kunder giver en todelt rabat i den faste del af varmebetalingen pga. forskudt opgørelse af varmesalg og efterfølgende fra selve modregningen fra særordningen

Eksemplificering af ændring i betalinger som konsekvens af tilslutningen af en yderligere GJ i VDS 1

Puljepris

Samlet Effektbetaling

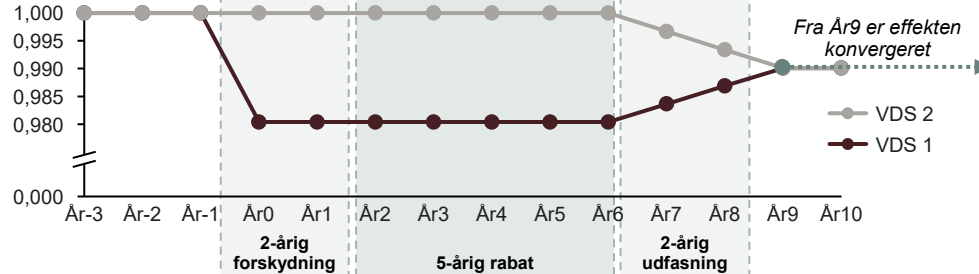
Kroner (i alt)



**Fast omk.**  
(Uændret ved en marginal tilslutning)

Effektbetaling pr. solgt varmeeenhed

Kroner/GJ



**Variable omk.**

Ingen påvirkning/rabat for nye kunder idet både de variable omkostninger og energigrundlaget/-salget fastsættes i det indeværende energiår. Ved små ændringer/forventes variable omkostninger at være ens.<sup>1</sup>

Note: 1) I praksis vil den marginale omkostning sjældent præcis svare til den gennemsnitlige omkostning, men i stedet afhænge af den konkrete varmeproduktionskilde.  
Kilde: Implement beregninger baseret på CTR. Afregning med varmeaftagere (salg).

## ILLUSTRATION

**Ændring ift. eksempelberegningen:**

- VDS 1 tilslutter nye kunder svarende til 1GJ til CTR's eksisterende produktionsnet.
- Ingen yderligere faste omkostninger hos CTR (hverken grund-, spids eller reservelast).

**Særordningens effekt på varmeprisen:**

Nye kunder giver en todelt rabat i den faste del af varmebetalingen. pga. forskudt opgørelse af varmesalg og efterfølgende fra selve modregningen fra særordningen. Den 2-årige forskydning i starten kommer fra, at vægtene i de faste omkostninger opgøres bagudrettet f.eks. er grundlaget for varmsalgsvægtene for Ar0 er baseret på salget i Ar-2 til Ar-4. Den 5-årige rabat fra særordningen udgør således knap 63% af den samlede rabat for nye kunder.

Det bemærkes, at rabatten for nye kunder gives i fire hele år samt tilslutningsåret. Det giver i praksis en forskellig rabat alt efter, hvornår VDS'erne tilslutter (eller indrapporterer) nye kunder og kan derfor i realiteten give en lille uens rabat for nye kunder i tilslutningsåret.<sup>1</sup>

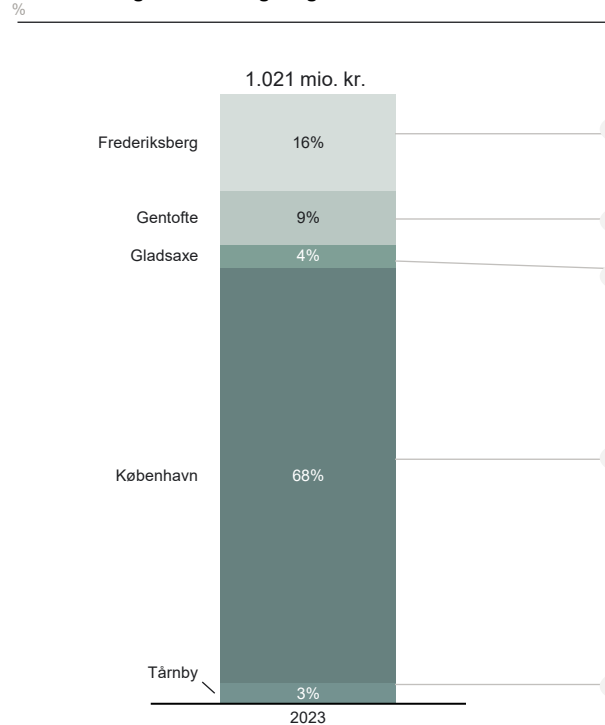
**Følsomhedsbetragtninger:**

Effekterne illustreret til venstre afhænger af de præcise antagelser. Hvis de ændres, vil konsekvenserne være:

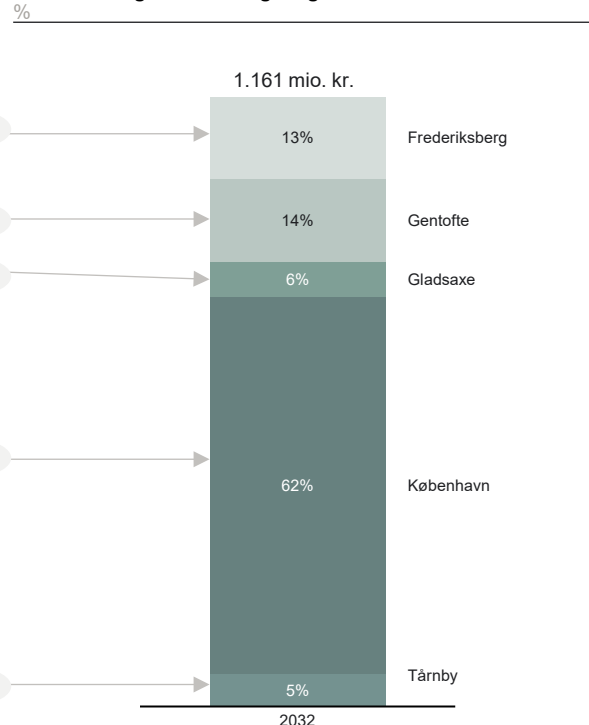
- Tilslutningen af nye kunder medfører en stigning i de faste omkostninger. Det vil øge den faste varmebetaling for de VDS'er (i en ni-årig periode), som har tilsluttet færrest nye kunder. Omvendt vil flere kunder over tid give en billigere gennemsnitspris til alle VDS'er.

## Tema 3 | De kommunerne, der senest har tilsluttet nye kunder vil gradvist betale en stigende andel af de faste omkostninger i CTR

Effektbetalingens fordelingsnøgle i 2023



Effektbetalingens fordelingsnøgle i 2032



Note: Tårnby vil få nye kunder i Dragør fra 2024, men deres inddragelse i CTR's afregningsmodel er endnu ikke fastlagt, så de udelades i denne analyse.  
 Kilde: Implement beregninger baseret på CTR: Afregning med varmeaftagere (salg) og Budgetmodel (2024)

### Særordningens effekt:

Særordningen for nye kunder har imellem 2020-23 gennemsnitligt omfattet 1.000 TJ årligt. Ordningen forventes også at være relevant frem mod 2032, hvor den forventes i gennemsnit at omfatte ca. 1.100 TJ årligt, særligt drevet af nyttilsluttede kunder i Gentofte, Gladsaxe og Tårnby.

Særordningen for nye kunder, indebærer som vist på forrige side, at øvrige VDS'er midlertidigt afstår en del af deres gevinst på den fast betaling til fordel for de VDS'er, der tilslutter nye kunder mhp. på sigt at opnå en systemisk gevinst (startende 7 år efter tilslutning for de øvrige VDS'er) - hvor meget særordningen faktisk har givet af gevinst er ikke kortlagt, da effekten fra særordningen ikke kan adskilles fra øvrige udviklinger og projekter i CTR.

Dette understreges af figuren til venstre, hvor vægtene i puljeprisen faste betaling forventes at stige frem mod 2032 for de kommuner, der i de kommende år fortsat forventes at tilslutte flere nye kunder, som er Gentofte, Gladsaxe og Tårnby. Omvendt forventes andelen af de faste betalinger at falde for Frederiksberg og København i takt med, at de nye kunder blive til "gamle kunder".

Frem mod 2032 forventes København og Frederiksberg altså midlertidigt, at afstå en del af den kollektive gevinst forbundet med tilslutningen af nye kunder i de resterende forsyningsområder.

Det bemærkes, at ovenstående er et øjebliksbillede og valget af periode kan have stor betydning for konklusionen samt hvilke VDS'er, der i størst grad har haft gavn af ordningerne historisk.

# Tema 4: Særordning for decentrale anlæg <10 MW

## *Rationale*


For at understøtte udbygningen og overgangen til nye varmeteknologier har varmedistributionselskaberne lov til at oprette decentrale anlæg <10 MW. Anlæggene indgår ikke i CTR's økonomi, men indgår stadig i den faste betaling for at sikre dækning for eventuelt øget spids-/reservelastsbehov.

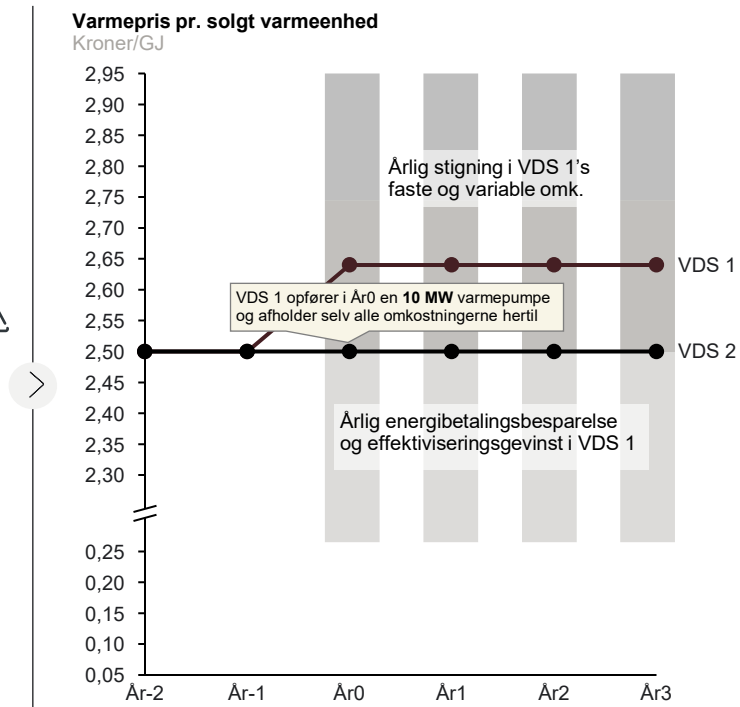


# TEMA 4 | Særordningen medfører, at al risiko forbundet til opførelsen af et anlæg <10 MW bæres af den opførende VDS, såfremt ny varmeproduktion 1:1 fortrænger varmeaftag fra CTR

ILLUSTRATION

Ændring af varmepris ved opførelse af 10GJ anlæg i VDS 1 under særordningen for små anlæg og uændret varmebehov

Varme pris	Puljepris	Faste omk.	Ingen påvirkning idet grundlaget er uændret. Varmeaftaget fra CTR reduceres med præcis den mængde aftaget fra det nye anlæg – som indgår i grundlaget
		Variable omk.	Opførende VDS: Variable betaling falder med reduktionen i varmesalget fra CTR  Risiko ved større produktionsfald samt. taktisk varmekøb – hvis ikke der meldes til varmelast 
	Omk. til egenproduktion	Faste omk.	Opførende VDS: Årlig stigning i faste omk. som følge af opførelsen af anlægget.
		Variable omk.	Opførende VDS: Årlig stigning i variable omk. som følge af drift af det nye anlæg.



- Ændring ift. eksempelberegningen:**
- VDS 1 opfører lokal produktion svarende til 10GJ (VDS 1 afholder alle omkostninger selv).
  - Det nye anlægs faste omk. svarer til CTR's (1 kr./GJ) mens de variable omk. er lavere (fra 1,5 kr./GJ til 1,2 kr./GJ).
  - Anlægget "overtager"/fortrænger 10GJ af CTR's varmeproduktion dvs. der antages uændret produktionskapacitet i CTR, mens varmesalget fra CTR falder 10GJ.
  - Ingen yderligere faste omkostninger hos CTR (hverken grund-, spids eller reservelast).

**Investeringscasens effekt på varmeprisen:**  
Særordningen for små anlæg medfører, at alle omkostninger og risiko bæres af den opførende VDS. Det skyldes, at de faste omkostningerne i CTR fortsat skal dækkes af den opførende VDS. Det bemærkes, at der kan være en negativ effekt på puljeprisen, hvis større produktionsfald i CTR medfører en mindre effektiv udnyttelse/højere variable pris.

- Følsomhedsbetragtninger:**  
Effekterne illustreret til venstre afhænger af de præcise antagelser. Hvis de ændres, vil konsekvenserne være:
- Anlægget kan producere varme til en 1/3 (0,5 kr./GJ) af CTR's omkostning. I så fald vil VDS 1 have en uændret pris efter År0.

Kilde: Implement beregninger baseret på CTR: Afregning med varmeaftagere (salg).

## TEMA 4 | Særordningen for <10 MW anlæg implicerer, at det opførende VDS skal kunne opnå store variable besparelser før det giver en lavere varmepris pga. fortsat fast betaling til CTR

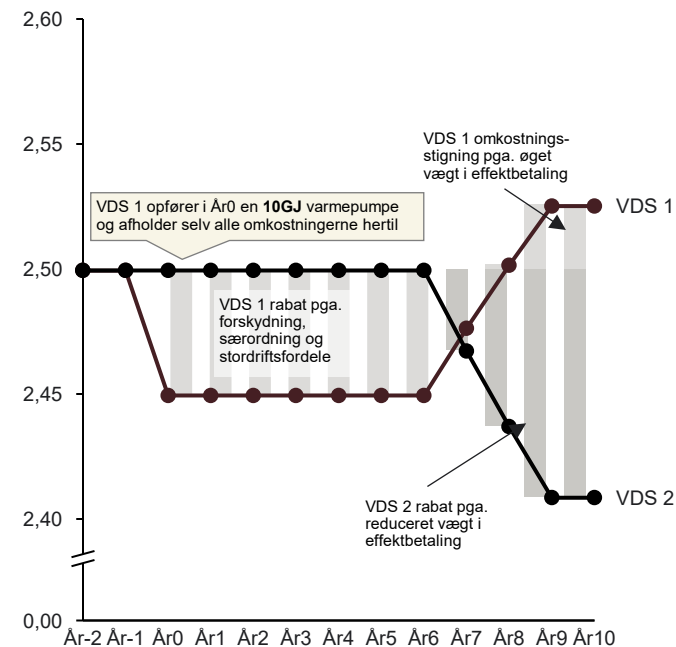
ILLUSTRATION

Ændring af varmepris ved opførelse af 10GJ anlæg i VDS 1 under særordningen for små anlæg og nyt varmebehov

Varme pris	Puljepris betalinger	Faste omk.	Opførende VDS: Rabat de første 9 år, hvorefter forøget vægt  Øvrige VDS: Reduceret vægt fra år 7 og frem
		Variable omk.	Ingen påvirkning  Risiko for taktisk varmekøb hvis ikke der meldes ind over varmelast
	Omk. til egenproduktion	Faste omk.	Opførende VDS: Årlig stigning i faste omk. som følge af opførelsen af anlægget.
		Variable omk.	Opførende VDS: Årlig stigning i variable omk. som følge af drift af det nye anlæg.

Varmepris pr. solgt varmeeenhed

Kroner/GJ



### Ændring ift. eksempelberegningen:

- Som forrige slide, men anlægget afsætter al varme lokalt hos nye kunder.

### Investeringscasens effekt på varmeprisen:

Særordningen for <10 MW anlæg medfører, at omkostninger og risiko bæres af det opførende VDS. Gevinsterne fra relativ lavere faste omkostninger i CTR pr. GJ varme solgt tildeles øvrige VDS'er, hvor det opførende VDS bærer en forholdsvis stor andel af CTR's omkostninger, ulig deres andel af varmekøb fra CTR.

Særordningen for <10 MW implicerer således, at det opførende VDS kun kan opnå en vedvarende gevinst, såfremt den variable besparelse ved varme fra det decentrale anlæg (ift. CTR's variable pris) overstiger de faste omkostninger forbundet med anlægget. Bemærk, at ovenstående konklusion kun er relateret til anlæggets varmeproduktion (det vil altså være muligt at opnå et overskud via andre kanaler som f.eks. køl og/eller elproduktion).

### Følsomhedsbetragtninger:

Effekterne illustreret til venstre afhænger af de præcise antagelser. Hvis de ændres, vil konsekvenserne være:

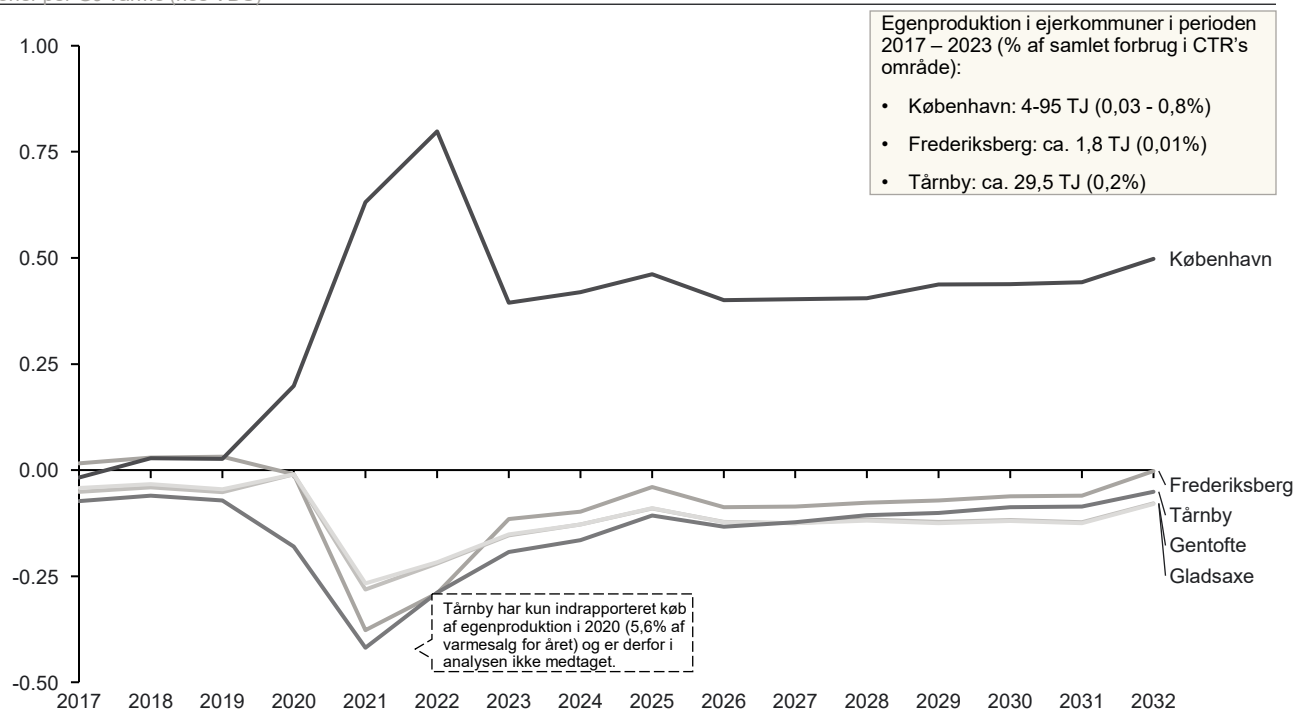
- Anlægget kan producere varme til 70% (1 kr./GJ) af CTR's omkostninger. I så fald vil effektiviseringsgevinsten opveje anlægs-kommunens omkostninger forbundet med opførelsen af anlægget.

Kilde: Implement beregninger baseret på CTR: Afregning med varmeaftagere (salg).

## TEMA 4 | Særordningen for anlæg under 10 MW er dyrt for VDS'er, der opfører store anlæg, mens det giver besparelser til øvrige VDS'er grundet en skæv fordeling af CTR's faste omkostninger

### Ændring i varmeprisen som konsekvens af særordningen for anlæg <10 MW

Kroner per GJ varme (hos VDS)



Note: Det er antaget, at Frederiksberg og København efter 2023 vil fortsætte med at levere samme mængde varmeproduktion som i 2023 (hvh. 1.5 TJ og 45 TJ).  
 Kilde: Implement beregninger baseret på data fra CTR: *Skema for varmesalg (2024)*, *Budgetmodel (2024)*, *Budget 2026 (2024)* samt *Kommissorium for serviceeftersyn (2024)*

### Antagelser vedr. etableringen af særordningen for anlæg <10 MW:

Det antages (forsimplende), at de faste og variable omkostninger forbundet med decentrale anlæg <10 MW har den samme omkostningsfordeling som i gennemsnit for CTR. I figuren er der således ikke medtaget effektiviseringsgevinster/at varme fra de små decentrale anlæg kan være billigere.

### Særordningens effekt:

Siden etableringen af særordningen for anlæg <10 MW i 2015 har ejerkommunernes VDS'er samlet set købt 306,7 TJ egenproduktion frem til 2023 (0,19% af det samlede forbrug i CTR's område i samme periode). I 2023 udgjorde det knap 1% af varmesalget i CTR og er altså udrullet i begrænset omfang. Foruden selve varmeproduktionen har de decentrale anlæg løst bl.a. køleopgaver og haft elproduktion.

Særordningen har generelt set medført besparelser for kommuner, der ikke har valgt at udnytte ordningen. Det skyldes, at de har fået reduktion i den faste del af puljeprisen, som beskrevet på forrige side. København har den markant største egenproduktion og bærer de største omkostninger forbundet med særordningen.

# Tema 5: Systemøkonomi

## *Rationale*

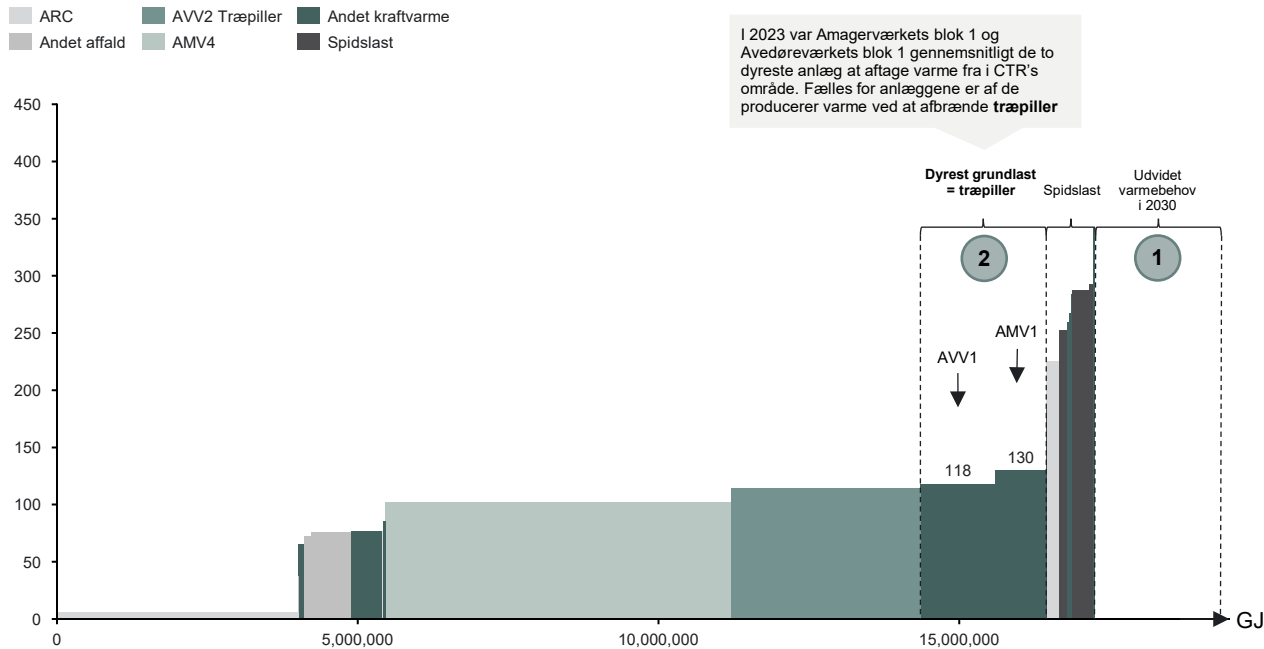
Omtrent to tredjedele af varmen i CTR og VDS'er kommer i dag fra store biomasseanlæg, der forventes at skulle udfases og til gengæld erstattes af andre VE-anlæg i fremtiden. Dette skal dog gøres under hensyn til økonomien og driften på de eksisterende anlæg, så de ikke kompromitteres og/eller en fælles regning betales skævt.



# TEMA 5 | Der er en økonomisk business case for nye VE-anlæg enten ifm. behov for nye anlæg/udvidet varmebehov eller hvis de udkonkurrerer den variable pris på dyreste grundlast

## Fjernvarmemarkedets udbudskurve i CTR's områder, 2023

Variable omkostninger per GJ/GJ produceret



Note: Køge Kraftvarmeværks variable omkostninger er baseret på 2024 brændselspriser, grundet en negativ indrapporteret brændselspris i 2023. Fordelingen af varme udbuddet i CTR's område i 2023 afspejler på rimeligvis fordelingen i tidligere år.  
Kilde: Implement beregninger baseret på data fra CTR: Budget 2026 (2024)

Analysen behandler kun omstillingen ift. grundlast

### Udbuddet af fjernvarme

Udbudskurven på fjernvarmemarkedet illustrerer, hvordan stigende efterspørgsel afføder højere varmepriser. Kurven er karakteriseret ved en trinvist stigende kurve, hvor prisen på markedet, bestemmes af det dyreste anlæg, der er nødvendigt for at dække den samlede efterspørgsel.

### Etablering af nye anlæg for grundlast

Når nye anlæg, såsom havvands- eller luftvarmepumper, etableres i fjernvarmenettet, vil deres placering på udbudskurven afhænge af, hvor billigt de kan producere varme.

Der er to beslutningstrin, der afgør udbygningshastigheden på ny decentral varme:

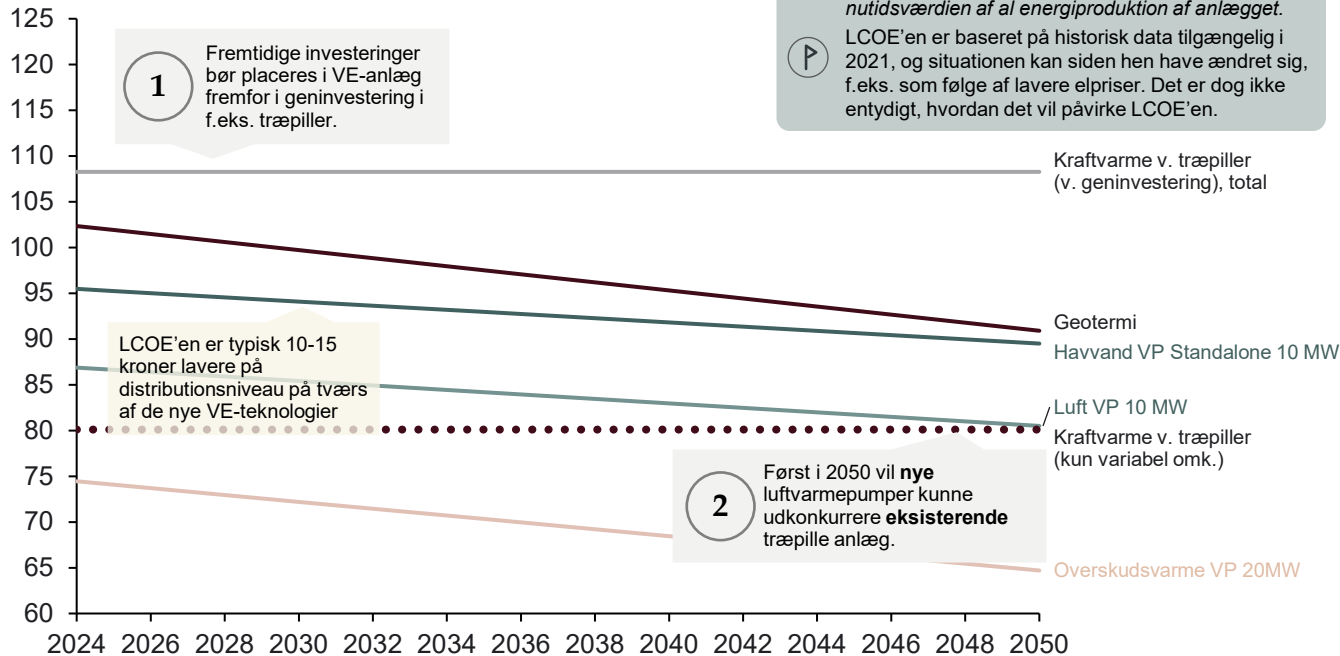
- 1 Nye anlæg** (udvidet varmebehov og ved geninvestering i anlæg): Hvis ny decentral varme er billigere end varmen fra udbygning af eller geninvestering i eksisterende teknologier, vil et nyt varmebehov blive dækket af ny decentral varme og nedlagte og fuldt afskrevne anlæg vil erstattes af ny decentrale varme.
- 2 Eksisterende anlæg:** Er ny decentral varme billigere end den marginale varme fra eksisterende anlæg, vil de gamle anlæg udfases.

Ift. pkt. 2 ovenfor er de anlæg med størst risiko for at blive udkonkurreret dem, der leverer varme til den højeste pris, lige inden spids- og reservelastanlæg sættes i drift. For CTR var dette i 2023 Amagerværkets Blok 1 og Avedøreværkets blok 1. Begge værker producere varme via afbrænding af træpiller.

# TEMA 5 | Varme fra nye teknologier bør allerede nu erstatte fuldt afskrevne/opslidte anlæg, men forventes ikke på transmissionsniveau at kunne erstatte eksisterende KV kapacitet inden denne er afskrevet

Anlægstypers levelised cost of energy (LCOE)<sup>1</sup> anno 2021 på transmissionsniveau

Kr./GJ



1) LCOE beregnes som *nutidsværdien af alle omkostninger* forbundet til et anlæg divideret med *nutidsværdien af al energiproduktion af anlægget*.  
 LCOE'en er baseret på historisk data tilgængelig i 2021, og situationen kan siden hen have ændret sig, f.eks. som følge af lavere elpriser. Det er dog ikke entydigt, hvordan det vil påvirke LCOE'en.

1 Fremtidige investeringer bør placeres i VE-anlæg fremfor i geninvestering i f.eks. træpiller.

2 Først i 2050 vil nye luftvarmepumper kunne udkonkurrere eksisterende træpille anlæg.

LCOE'en er typisk 10-15 kroner lavere på distributionsniveau på tværs af de nye VE-teknologier

Note: 1) LCOE er et udtryk for hvad det koster at producere en enhed varme ved en bestemt teknologi, når man tager højde for nutidsværdien af alle nuværende og fremtidige omkostninger forbundet med anlægget, årlig varmeproduktion, anlæggets levetid og en diskonteringsrente. LCOE'erne er således et gennemsnitsbillede. De faktiske omkostninger svinger fra time til time, hvor de forskellige teknologier godt kan være billigere på nogle tidspunkter end det fremstilles i figuren dvs. at eksempelvis kraftvarme stadig godt kan være billigere i produktionstimer.  
 Kilde: Implement analyse baseret på EA Energianalyse: LCOE-analyser for fjernvarmeproduktion i Hovedstadsområdet (2021)

**1) Fremtidige anlægsinvesteringer vil være grønne**  
 Livstidsomkostningerne (målt ved LCOE) ved at producere varme er allerede i dag lavere for nye VE-teknologier (geotermi, havvand osv.) sammenlignet med geninvestering i afbrænding af biomasse jf. punkt 1 i figuren.

Det betyder, at der ved bygning af ny fjernvarme eller ved større geninvesteringer i eksisterende anlæg i stedet bør opføres nye VE-anlæg.

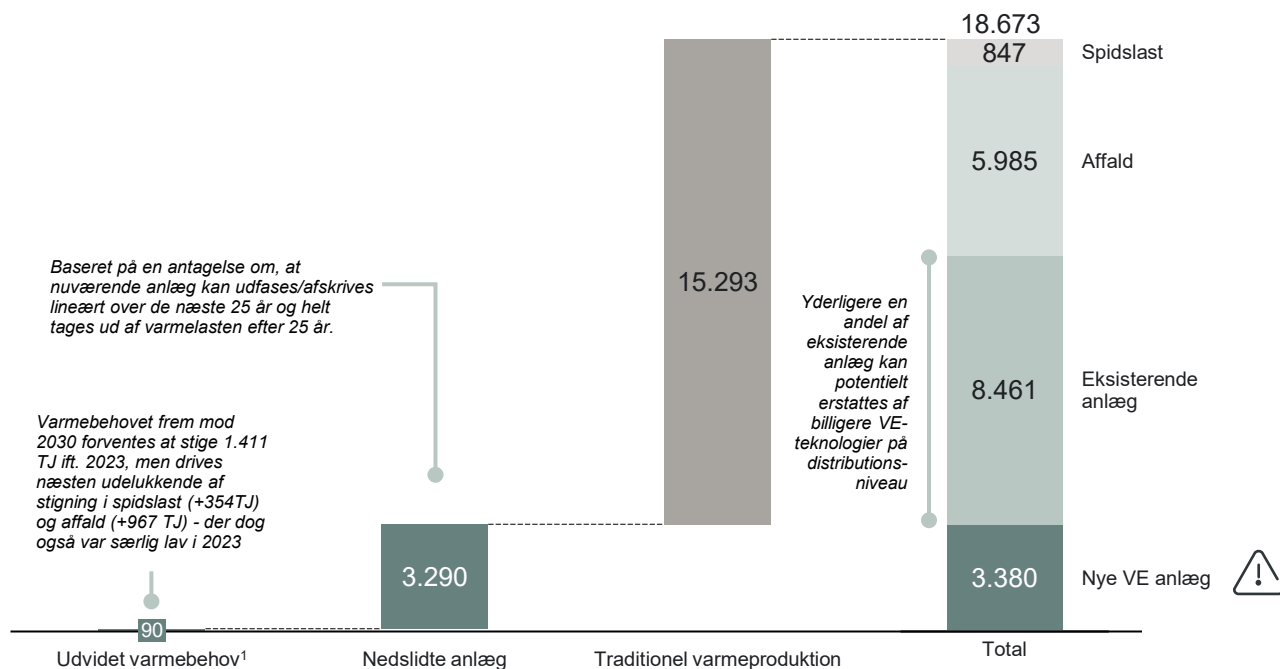
**2) Eksisterende teknologier forventes først at blive udkonkurreret på transmissionsniveau i 2050**  
 Nye VE alternativer vil først kunne konkurrere mod eksisterende anlæg i 2050 på transmissionsniveau. Eksisterende kraftvarmeanlæg, der bruger træpiller som brændsel, vil indtil da være konkurrencedygtige varmeproduktionskilder. Vi bemærker at overskudsvarme fra varmepumper allerede i dag er billigere end eksisterende anlæg, men at denne varme ikke er forventes at kunne erstatte hele nuværende varme fra CTR pga. usikkerheder mht. leveringssikkerhed og anlægspotentialt.

Det er vigtigt at understrege, at nogle nye VE-teknologier (bl.a. luft- og spildevandsvarmepumper) på distributionsniveau allerede i dag er billigere end eksisterende træpille varme, hvor LCOE'en typisk er mellem 10-15 kroner lavere end på transmissionsniveau.

# Tema 5 | Frem mod 2030 skønnes det, at CTR's transmissionsområde ville kunne rumme som minimum yderligere produktion på nye VE-anlæg for 3.380 TJ

## Fordelelsen af varmeproduktionen i CTR's område i 2030

TJ



Note: 1) Udvidet varmebehov er beregnet på baggrund af residualen/forskellen mellem stigningen i det forventede produktionssammensætning fra 2023 til 2030 og den forventede varmeproduktion fra affald, spidslast og eksisterende anlæg. Det bemærkes, at der ikke lagt en øget mængde prioriteret affaldsvarme ind fremadrettet. Stigningen skyldes, at varmeproduktion fra affald var en smule lavere i 2023 pga. bl.a. importbegrænsninger på affald til ARC. Endeligt er Dragør er udeladt af varmebehovet ovenfor, selvom Tårnby forventes at udbygge med nye kunder i Dragør kommune fra 2024 og fremefter pga. usikkerhed omkring, hvordan de nye kunder skal indgå i afregningsmodellen.

Kilde: Implement beregninger baseret på data fra CTR: Budget 2026 (2024) samt EA Energianalyse: LCOE-analyser for fjernvarmeproduktion i Hovedstadsområdet (2021)

## SKØNSMÆSSIGE BEREGNINGER

Potentialet for nye VE-anlæg frem mod 2030 er begrænset til en produktion på omkring 3.380TJ og indebærer væsentlige usikkerheder, idet det skønnes, at der sammenlignet med 2023 vil være:

- Øget produktion på 1.411TJ drevet af affald (knap 1.000TJ), der dog også var særlig lav i 2023/refernceåret pga. bl.a. importbegrænsninger, samt et øget behov for spidslast (ca. 350TJ). VE forventes derfor kun at have en meget begrænset mulighed for at kunne aftage nyt varmebehov.
- Reduktionen i varmeproduktionen fra afskrevne og nedslidte anlæg vil udgøre knap 3.300TJ givet den forsimplede antagelse, at den eksisterende anlægsmasse fremskrives lineært de næste 25 år.

Behovet kan vise sig at være lavere, hvis de eksisterende anlæg har lange restlevetider. Det bemærkes, at analysen ikke tager højde for de faktiske afskrivningstider samt det enkelte anlægs gns. driftspriser. Foruden de knap 3.400TJ, vil der være et yderligere potentiale for udbygning på distributionsniveau, hvor nogle nye VE-teknologier allerede i dag er billigere end eksisterende værker.

Det begrænsede udbygningspotentiale udgør en potentiel risiko for en **"først-til-mølle" besparelse** for de VDS'er, der formår at opføre nye VE-anlæg først (hvilket kan fjerne muligheden fra de øvrige VDS'er, hvis ikke der sættes en forholdsmæssig udbygninggrænse). Dette kan få decentral varme til at fremstå billigere end varme fra CTR på den korte bane. Dette er dog kun tilfældet såfremt, nogle VDS'er udbygger til mere en deres proportionelle behov dimensionering ifm. et nedlagt anlæg f.eks.

# Tema 6: Incitamentter til grøn omstilling

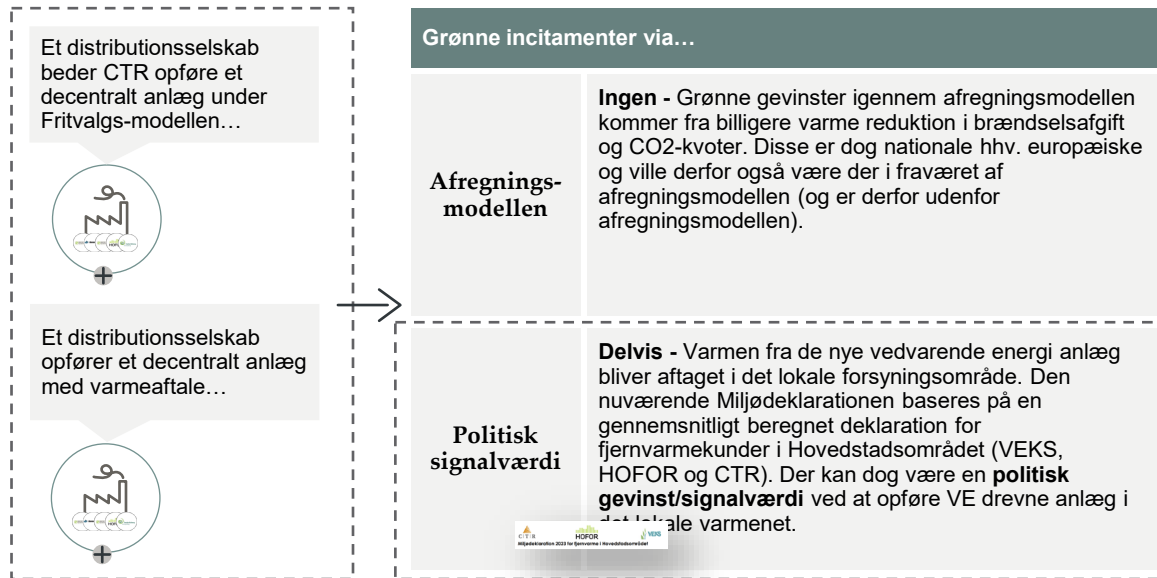
## *Rationale*

Varmen fra CTR og VDS'er skal understøtte og bidrage til den grønne omstilling gennem etablering af varmeproduktion, der er baseret på andet vedvarende energi end biomassebrændsel.



# TEMA 6 | Der gives ingen direkte pris-incidenter til den grønne omstilling i afregningsmodellen, men der kan være en politisk signalværdi

## Incitamenter til grøn omstilling i CTR's afregningsmodel



Der er ingen direkte/særskilte økonomiske incitamenter til grøn omstilling i afregningsmodellen, ud over nationale og europæiske incitamenter fra CO2-kvoter, brændselsafgifter og eventuelle forbud, der har indvirkning på produktionsprisen.

De årlige Miljødeklarationer opgøres på den gennemsnitligt beregnet deklARATION for fjernvarmekunder i Hovedstadsområdet (på tværs af VEKS, HOFOR og CTR). Det enkelte forsyningsområde har dog stadig en yderligere mulighed for profilering/en politisk gevinst i form af signalværdi og presseomtale.

# Opsummering af indsigter på baggrund af temaerne



# OPSUMMERING | Analysen af decentral varmeproduktion (Tema 1) viser, at ejerforhold og hvorvidt der indgås varmeaftaler påvirker, hvilke slutkunder der opnår gevinst fra billigere varme

Tema	Hovedkonklusion	Følsomhedsanalyse	Opmærksomhedspunkter/risici		Transparens og fair omk.	Systemisk omk. Effekt.	Simplicitet	
			Inden for afregningsmodellen	Udenfor afregningsmodellen				
Tema 1: Ny varmeproduktion og ejerforhold	<b>Case A: Ejers af VDS m. varmeaftale</b>	Nye decentrale anlæg med varmeaftale giver en lige variabel og fast besparelse til alle ejer kommunerne (efter varmesalg), da alle omkostninger medregnes i CTR's puljepris.	I tilfældet af at anlægget fordyres, falder ekstraomkostningen tilbage på CTR og sætter sig i en højere puljepris.	Vigtigt med ensartede varmeaftaler og projektforsudsætninger for at sikre ens fortolkning og dermed også fordeling af omkostninger som hhv. faste eller variable	Hvis incitamentet for at udbygge varme gennem CTR bliver for stærkt, kan det reducere priskonkurrence fra anden varmeudbygning. Behov for transparens i aftaleforhold resterende VDS'er			
	<b>Case B: Ejers af CTR</b>	Samme som ovenfor. Der kan dog være en forskel i gevinsten alt efter, om CTR og VDS er mest effektive til at udføre driften af anlægget.	Samme som ovenfor – dog er der eksempler på, at VDS påtager sig evt. uforudsete/yderligere omkostninger, hvilket i det tilfælde fjerner en del af risikoen for slutkunderne i de øvrige VDS'er (bl.a. Frederiksbergs anlæg) – dette kan skabe skævhed imellem de to ordninger, men sikre også incitament til budgetoverholdelse i tilfælde, hvor fordelene tilfalder det enkelte VDS.	Ingen yderligere, når først anlægget er besluttet og driftes	Hvis incitamentet for at udbygge varme gennem CTR bliver for stærkt, kan det reducere priskonkurrence fra anden varmeudbygning			
	<b>Case C: Ejers af VDS u. varmeaftale</b>	Nye decentrale anlæg u. varmeaftale giver gevinst til slutkunderne i den opførende VDS, mens de øvrige VDS'er er upåvirket. Dette er ikke muligt under de nuværende afregningsregler.	Varme anlæg u. varmeaftale udgør en potentiel <i>free-rider</i> problematik, hvis et nyt forsyningsområde ikke indregnes i VDS'ens varmebehov, da det nye kunder kan medføre øget behov for reservelast i systemet. Hvis ikke dette dækkes af den opførende VDS's giver det en stigning i puljeprisen, dvs. at de øvrige kunder betaler en højere pris.	Risiko for øget behov for spids-/reservelast samt risiko for taktisk varmekøb (såfremt der ikke pålægges at melde ind over varmelast).	Nye anlæg kan reducere/fjerne muligheden for udbygning og gevinst i de øvrige VDS'er.			
	<b>Case D: Ejers af VDS u. varmeaftale overvurderet behov</b>	Hvis lavere end forventet varmebehov reducerer/fortrænger varmesalget fra CTR, vil det medføre en puljeprisstigning hos de øvrige VDS'er.	Hvis det lavere varmebehov fortrænger varmesalget fra det nye anlæg, øges varmeprisen for slutkunderne i det opførende VDS (mens de øvrige VDS'er er upåvirket).	Risiko for højere varmepris i systemet v. overkapacitet (pga. tilhørende faste betaling) samt taktisk varmekøb (såfremt der ikke pålægges at melde ind over varmelast).	Ingen yderligere.			
	<b>Case E: Ejers af VDS mhp. central levering</b>	Samme som Case A og B. Dog er der en yderligere omkostning til transmission pr. GJ varme solgt (udgør ca. 5% af den variable pris i dag), omvendt åbner det stordriftsfordele for også de mindre VDS'er.	Samme som Case A og B.	Samme som Case A og B.	Samme som Case A og B.			
	<b>Case F: Ejers af VDS m. varmeaftale – mindre anlæg</b>	Samme som Case A og B, dog m. en mindre effekt. Anlæg på 15MW er ca. 10% mindre effektive pr. MWh sammenlignet med store 100MW anlæg.	Samme som Case A og B.	Samme som Case A og B.	Samme som Case A og B.			

# OPSUMMERING | Afregningsmodellen understøtter langt hen af vejen succeskriterierne for modellen, men giver begrænset mulighed for realisere økonomien i uafhængige projekter

Tema	Hovedkonklusion	Følsomhedsanalyse	Opmærksomhedspunkter/risici				
			Inden for afregningsmodellen	Udenfor afregningsmodellen	Transparens og fair omk.	Systemisk omk. Effekt.	Simplicitet
<b>TEMA 2:</b> Nye kompetencer i CTR	Etableringen af en intern projektorganisation medfører omkostninger der deles proportionelt mellem varmefordistributionskaberne. Vil, alt andet lige, øge fjernvarmeprisen m. 0,02 kr./GJ eller 0,01%.	Højere end forventede omkostninger (eller hvis CTR viser sig at drive anlægget mindre effektivt) vil det medføre en stigning i CTR's faste omkostninger på tværs af VDS'er.	Insourcingen tilskynder marginalt til produktion i CTR-regi, da det medregnes i den faste betaling, hvor alle VDS'er betaler.	VDS'er der vælger selv at anlægge decentrale anlæg kan risikere at betale en andel af CTR's kompetencer og samtidigt have kompetencerne internt			
<b>TEMA 3:</b> Særordning for nye kunder	Nye kunder giver en midlertidig todelt rabat i den faste del af varmebetalingen pga. forskudt opgørelse af fordelingsnøglen og efterfølgende fra selve modregningen fra særordningen. Den 5-årige rabat fra særordningen udgør 63% af den samlede rabat for nye kunder.	Tilslutningen af nye kunder vil øge den faste varmebetaling for de VDS'er (i en ni-årig periode), som ikke har tilsluttet nogle nye kunder. Omvendt vil flere kunder efter 9 år tid give en billigere gennemsnitspris til alle VDS'er (pga. stordriftsfordele og bedre udnyttelse af eksisterende kapacitet).	Hvis ikke den faste pris falder med antallet af kunder, vil de VDS'er, der har tilsluttet kunder tidligt betale for de senere tilkomne.	Ingen.			
<b>TEMA 4:</b> Særordning for <10 MW	Særordningen for små anlæg medfører omkostninger og risiko, der bæres af det opførende VDS, mens øvrige VDS'er opnår besparelser over effektbetalingen fra det opførende VDS (idet CTR stadig leverer spidslast, hvis anlægget er ude af drift)..	Den opførende VDS får kun en gevinst (antaget ingen nye kunder), såfremt besparelsen på den variable betaling fra egenproduktion ift. CTR's energibetaling overstiger anlæggets faste omkostninger.	Risiko for højere varmepris i systemet v. større kapacitetsfald pga.	Prioriteringen af affald kan medføre suboptimering samt			
<b>TEMA 5:</b> Indfasning af nye teknologier	Varme fra nye teknologier er allerede i dag billigere end varme fra f.eks. træpiller. Baseret på afskrivningshorisonter og nyt fjernvarmebehov, vil det være muligt at udbygge nye fjernvarmeproducerende teknologier for godt 3.400TJ frem mod 2030 (ca. 18%). Pga. det begrænsede potentiale er der risiko for en "først-til-mølle" besparelse for de VDS'er, der formår at omstille hurtigt hvilket kan få decentral produktion til at virke meget billigere på den korte bane.	Udfasningen af eksisterende anlæg er antaget lineær. For et mere præcist resultat vil det kræve en kortlægning af de anlægsspecifikke afskrivningshorisonter.	Disse to temaer er ikke direkte indeholdt og/eller relateret til og undersøgt ift. afregningsmodellen				
<b>TEMA 6:</b> Grønne incitament	Der er ingen direkte incitament i afregningsmodellen	Det bemærkes, at hensynet til fortsat produktion på eksisterende anlæg, foruden at forsinke den grønne omstilling, risikerer at flytte varmegevinsten fra forbruger til producenter, hvis ikke marginerne er presset i bund/de bliver konkurrenceudsat til at producere på deres marginale omkostninger					
<b>TEMA 6:</b> Grønne incitament	Business casen bliver dog påvirket på nationalt og europæisk niveau i form af brændselsafgifter og CO2 afgifter.						



# Indholdsfortegnelse

.....	
Ledelsesresumé	3
.....	
Baggrund	6
.....	
Beskrivelse af nuværende model	9
.....	
Analyse af afregningsmodellen	21
.....	
Anbefaling til forbedringer	64
.....	
Bilag	
.....	

# OPMÆRKSOMHEDSPUNKTER | CTR's nuværende afregningsmodel indeholder seks opmærksomhedspunkter ift. de opstillede succeskriterier

## Opmærksomhedspunkter i og udenfor CTR's afregningsmodel

Inden for afregningsmodellen

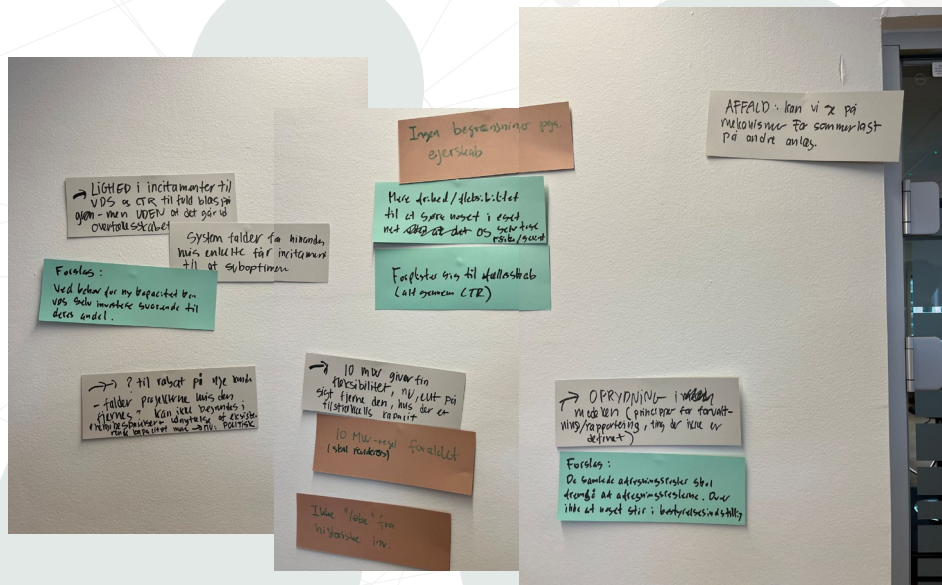


Udenfor afregningsmodellen

1. **Ingen særskilte grønne incitamenter:** Ingen yderligere incitamenter til grøn omstilling i afregningsmodellen. Nye VE-anlæg er dog allerede nu billigere end den eksisterende produktion, når den står overfor geninvestering/fornyelse
  2. **Nye anlæg i CTR er kollektiv investering:** Opførelse af ny decentral varmeafregning m. varmeafregning indebærer en kollektiv CTR gevinst (potentielle besparelser) og ulempe (fra potentielle fordyrelser/manglende kunder) uanset ejerforhold
  3. **Klare rapporteringskrav:** Rapporteringsmangler og upræcise krav til rapporteringen kan skabe utilsigtede effekter på puljeprisen – særligt vigtigt ifm. at der forventes at komme nye omkostningstyper (fra øget ejerskab og drift af anlæg)
  4. **9-årig rabat for nye kunder:** Særdelingen for nye kunder giver en rabat over en 5-årig periode, som i samspil med forskydning af fastsættelsesåret for varmefordelingen (på 4 år), der de facto giver en reduktion/rabat i den faste betaling for nye kunder i 9 år
  5. **Betaling for <10 MW anlæg:** Business casen ved <10M-anlæg er meget dyr og begrænser incitamentet for den opførende VDS pga. høje faste betalinger. Omvendt bør CTR også i nogen grad kompenseres i en form for historiske afskrivninger og levering af spids- og reservelast
  6. **Kortsigtet konkurrence om ny billig varme:** Decentral varmeafregning uden en varmeafregning, hvor den opførende VDS henter den variable gevinst, kan forsinke rabatten/prisfaldet fra nye billigere teknologier for de resterende CTR kunder, hvis VDS'er opfører uforholdsmæssigt meget
- 
1. **Manglende sikring for historiske anlægsomkostninger:** Der kan være risiko for overproduktion pga. manglende koordinering i varmeplanlægning eller nye decentrale udbygninger. Det kan skabe ulige binding/hæftelse for eksisterende afskrivninger på historiske besluttede anlæg i overgangsperioden
  2. **Gamle anlæg kan koste forbrugere:** Hensyn til fortsat produktion på eksisterende anlæg forsinkes den grønne omstilling og risikerer at flytte gevinsten fra forbruger til producenter (hvis ikke varmeprisen bliver presset i bund/de tvinges til at producere til deres variable omkostninger)
  3. **Affald fordyrer VE omstilling:** Varmelast og hensyn til affald kan medføre at VDS'erne skal overinvestere i anlæg og/eller kan mindske synergier fra kølelast
  4. **Potentiale for taktisk varmekøb:** Når VDS'erne har både lokal varmeafregning (uden varmeafregning) samt modtager varme fra CTR, kan der opstå økonomisk incitament til at foretage taktisk varmekøb, hvor der i perioder trækkes relativt mere på varme fra CTR. Størstedelen af denne risiko forventes at kunne undgås ved, at VDS'ernes decentrale produktion underlægges at skulle melde ind over varmelast
  5. **Decentralisering mindsker systemudnyttelse:** Hvis decentraliseringen også rammer spids- og reservelast (i tilfældet af, at VDS'erne selv står for forsyningsgarantien – ikke muligt i dag), vil det kræve en højere total kapacitet i systemet, da der bliver mindre mulighed for at udnytte spids- og reservelast på tværs idet alle enkelte decentrale anlæg skal kunne dække sig selv

Note: Indsigter baseret på analyse af Implement Economics

# INPUT FRA GRUPPEN | Arbejdsgruppens ønsker og forslag til forbedringer fra det afsluttende arbejdsgruppemøde viser forskelle i tilfredshed med nuværende model...



## Opsummering fra papkort (1:1 fra mødet):

- Affald: Kan vi se på mekanisme for sommerlast på andre anlæg?
- Oprydning i modellen (principper for forvaltning/rapportering, ting der ikke er defineret)
- Forslag: De samlede afregningsregler skal fremgå af afregningsreglerne. Duer ikke a noget står i bestyrelsesindstilling.
- Ingen begrænsninger pga. ejerskab
- Mere frihed/fleksibilitet til at opføre i eget net os selv tage risiko/gevinster
- Forpligter sig til fællesskab (alt gennem CTR)
- 10 MW giver fin fleksibilitet, nu, evt. På sigt fjerne den, hvis der er tilstrækkelig kapacitet
- 10 MW regel forældet (skal revideres)
- Ikke løbe fra historiske investeringer
- Lighed i incitamenter til VDS og CTR til fuld blæs på grøn - men UDEN at det går ud over fællesskabet
- System falder fra hinanden hvis enkelte får incitament til at suboptimere
- Forslag: Ved behov for ny kapacitet kan VDS selv investere svarende til deres andel
- Til rabat på nye kunder -> falder projekterne hvis den fjernes - kan ikke begrundes i energipriser + udnyttelse af eksisterende kapacitet men nu: politisk

# INPUT FRA GRUPPEN | Arbejdsgruppen har identificeret fem områder i afregningsmodellen, som kræver forbedringer for at sikre transparens, systemomkostningseffektivitet og enkel administration

## Arbejdsgruppens punkter til forbedring af afregningsmodellen

	Område	Opmærksomhedspunkter	Løsningsforslag forelagt på arbejdsgruppemøde	Kommentar fra IM_
1	Sommerlastmekanismer	<ul style="list-style-type: none"> <li>Arbejdsgruppen udtrykte et behov for at se på sommerlastmekanismerne på affaldsanlæg – dette ligger dog <u>udenfor selve afregningsmodellen</u>.</li> </ul>		Der kan med fordel laves en særskilt analyse ifm. en undersøgelse af varmelast.
2	Afregningsregler og modeloprydning	<ul style="list-style-type: none"> <li>Arbejdsgruppen udtrykte et behov for en oprydning i rapporteringen af modellen og sikring af, at afregningsreglerne er klart definerede og dokumenterede.</li> </ul>	Kræver en opdatering af <i>CTRs afregning for varmeaftagere (salg)</i> . Dokumentet skal indeholde alle regler, principper for forvaltning, rapportering og ting der endnu ikke er defineret. Desuden skal der ikke være behov for at finde tidligere bestyrelsesindstillinger om reglerne for at forstå reglerne, eksempelvis reglen om 10 MW decentral egenproduktion uden aftale med CTR	Se forslag til ændringer på næste side baseret på oplæg fra CTR. Afregningsreglerne kan med fordel gennemskrives, når der er truffet afgørelse om yderligere/øvrige ændringer.
3	Ejerskab og operationel fleksibilitet	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nogle medlemmer af arbejdsgruppen har givet udtryk for et behov for en større fleksibilitet ift. at tage selvstændige beslutninger i eget net. Dertil er der et ønske om i højere grad at kunne påtage sig risiko for selv at kunne høste evt. gevinster.</li> <li>Andre medlemmer af arbejdsgruppen har udtrykt et behov for at varmedistributionsselskaberne forpligter sig til fællesskabet via CTR.</li> <li>Arbejdsgruppen mener endvidere at det er vigtigt at afregningsmodellen skal sikre, at alle VDS'er fortsat hæfter for alle historiske investeringer indtil de er fuldt afskrevet.</li> </ul>	For nuværende skal alle VDS'ers investeringer i nye anlæg, uanset størrelse, vendes med CTR. Selv for anlæg under 10 MW er der særlige regler og første skridt kunne være at revurdere særordningen for anlæg under 10 MW.	Se forslag til ændringer på næste side.
4	Incitamenter og investering i ny kapacitet	<ul style="list-style-type: none"> <li>Arbejdsgruppen udtrykker at incitamenterne til grøn omstilling for VDS og CTR skal være ens for at fremme grøn energi uden at skade fællesskabet, og der skal være klare retningslinjer for investering i ny kapacitet.</li> </ul>	Etabler lige incitamenter for VDS og CTR og tillad VDS at investere i ny kapacitet svarende til deres andel, når der er behov, for at forhindre suboptimering og sikre systemets integritet.	Se forslag til ændringer på næste side.
5	Rabatordning for nye kunder	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nogle af arbejdsgruppens medlemmer har givet udtryk for bekymring ved at fjerne rabatordningen for nye kunder, da de giver udtryk for, at dennes tilstedeværelse potentielt er det, der sikrer, at eksisterende anlæg fortsat har en positiv business case.</li> </ul>		Se forslag til ændringer på næste side.

# ANBEFALINGER I AF II | På baggrund af serviceeftersynet og prioriteringen i arbejdsgruppen anbefales det at bestyrelsen kigger på følgende ændringer...

## Anbefalinger til ændring af afregningsmodellen...

Punkt	Baggrund	Anbefalinger fra Implement	Implikationer for CTR's vedtægter og procedure
<b>Særordningen for nye kunder bør tages op til revision</b>	På baggrund af arbejdet ser Implement to udfordringer/opmærksomhedspunkter ift. den praktiske implementering af særordning for nye kunder. Ordningen giver rabat i fire hele år samt i tilslutningsåret (fra tilslutningstidspunktet). Den første udfordring relaterer sig til den potentielt uensartede rabat ift. hvornår VDS'erne tilslutter (eller melder ind med) nye kunder. Det andet opmærksomhedspunkt skyldes, at beregningsgrundlaget for den faste betaling, som fastlægges i Udbygningsplanen, er fastsat som et tre-årigt historisk gennemsnit. Det betyder, at nye kunder i realiteten først indregnes fuldt ud i den faste betaling efter 9 år. Den samlede rabat fra at tilslutte nye kunder er altså større end, hvad særordningen umiddelbart tilsiger samt, hvad der var arbejdsgruppens forventning.	<p><b>Anbefaling 1:</b> Analysen finder, at den praktiske implementering ikke stemmer direkte overens med forventningen til særordningen. Vi anbefaler derfor, at igangsætte et analysearbejde omkring særordningen for nye kunder mhp. at undersøge:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b>Effekten af forskellige rabathorisonter på tiltrækningen af nyttilsluttede kunder</b> for at afdække, hvordan særordningen lever op til sin hensigt med at tiltrække nye kunder, samt hvordan dette påvirkes af forskellige rabatlængder (inkl. forskydelsen af beregningsgrundlaget for den faste betaling).</li> <li><b>Forskelle i VDS'ernes tilslutningstidspunkt for nye kunder</b> for at afdække, hvordan særordningen lever op til sin hensigt om at give ensartet rabatlængde uanset, hvilken ejerkommune nye kunder tilsluttes igennem.</li> <li><b>Eksisterende CTR kunders påvirkning</b> i praksis samt under hvilke forudsætninger rabatten typisk opnås/gives.</li> </ol> <p><b>Politisk beslutningsrum:</b> Arbejdet bør munde ud i en politisk beslutning, der sikrer, at særordningens faktiske virkning stemmer overens med hensigten. Dette kan resultere i enten en justering eller en bibeholdelse af den nuværende særordning. I beslutningen bør der indtænkes en eventuel udfasning for allerede omfattede kunder.</p>	Ændringerne kan komme til at kræve, afhængigt af den politiske beslutning, en omskrivning af CTR's AFREGNING MED VARMEAFTAGERE (SALG) (2018) ift. §2 stk. 5.
<b>Reglerne i modellen skal tydeliggøres og fremtidssikres</b>	Der er en række elementer i den nuværende afregningsmodel, som ikke fremgår af reglerne eller kan fortolkes tvetydigt. Desuden vil der ifm. Fritvalgs-modellen komme nye omkostninger, hvilket også kræver at der er en entydig fortolkning af disse på tværs af VDS'erne og CTR.  Ændringen af § 2 stk. 3-8 har udspring i bl.a. arbejdet i arbejdsgruppen. De øvrige foreslåede ændringer i anbefaling 1 har en mere administrativ karakter, hvor CTR eller Implement har peget på behov for at opdatere eller tydeliggøre praksis.	<p><b>Anbefaling 2:</b> Det anbefales at laver følgende opdateringer i CTR's AFREGNING MED VARMEAFTAGERE (SALG) (2018):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><b>§2 Effektbetaling stk. 2:</b> Juster bestemmelsen, så praksis med årlig fastsættelse af effektbetaling formelt indarbejdes i aftalen (i stedet for at anvende undtagelsesbestemmelsen hvert år).</li> <li><b>§2 Effektbetaling stk. 3-8:</b> Specificer krav til indberetning fra VDS for at sikre ensartet rapportering. Herunder bør 10 MW-reglen indskrives, således at rapporteringen af de enkelte varmeaftageres køb og salg af VE/overskudsvarme- produktion udspecificeres her.</li> <li><b>§3 stk. 6 - Opgørelse af afgifter:</b> Opdater teksten for at afspejle den nuværende metode til opgørelse af UVA-afgifter, da den nuværende tekst er forældet.</li> <li><b>§5 - Indregning af afkølingstarif:</b> Det skal indskrives, hvorvidt CTR's overskud fra afkølingstariffen indregnes i enten den faste eller variable del af puljeprisen.</li> </ul> <p>Endelig bemærkes, at der ikke er blevet givet en anbefaling ift. en præcisering af overskud fra elproduktion under enten den faste eller den variable varmebetaling. Det er ud fra en pragmatisk betragtning omkring, at el-overskud er indarbejdet på forskellig vis i de respektive varmekøbskontrakter i dag. Afregningsreglerne kan med fordel gennemskrives, når der er truffet afgørelse om de ydeligere/øvrige ændringer.</p>	Ændringerne vil kræve bestyrelsens godkendelse af de foreslåede ændringerne i CTR's AFREGNING MED VARMEAFTAGERE (SALG) (2018).

# ANBEFALINGER II AF II | På baggrund af serviceeftersynet og prioriteringen i arbejdsgruppen anbefaler Implement, at bestyrelsen kigger på følgende ændringer...

## Anbefalinger til ændring af afregningsmodellen...

Punkt	Baggrund	Anbefalinger fra Implement	Implikationer for CTR's vedtægter og procedure
<p>Der bør kigges på VDS'ernes mulighed for at realiseres økonomien ved decentrale anlæg (herunder &lt;10MW-reglen), men med fortsat hensyn til fællesskabet</p>	<p>De enkelte VDS'er har i dag begrænset mulighed for selv at udbygge nye varmeanlæg i eget net og selv realisere økonomien. Det skyldes, at der ikke er en mulighed for anlæg &gt;10 MW (uden en varmeaftale) og, at der for anlæg &lt;10 MW, skal være meget store variable besparelser for, at kunne opveje en højere fast andel. Der er samtidig blevet udtrykt klart ønske fra nogle af CTR's medlemmer om, at der bliver åbnet op for denne mulighed.</p> <p>Omvendt har serviceeftersynet også understreget, at der er behov for, at sikre hæftelse for historiske afskrivninger samt, klare regler betaling af spids- og reservelast ved begrænset leveringsgaranti, samt minimering af potentialet for taktisk varmekøb.</p> <p>Der bør i designet af en eventuel ny ordning lægges vægt på hensynet til en fair omkostningsfordeling, der ikke påfører CTR's eksisterende kunder stigende omkostninger eller fratager dem muligheden for selv at anlægge nye VE-anlæg.</p>	<p><b>Anbefaling 3:</b> Det anbefales, at der nedsættes en arbejdsgruppe mhp. at skitsere forskellige scenarier (m. tilhørende konsekvenser) ved at åbne op for VDS'ernes mulighed for at anlægge decentral produktion og realisere økonomien selv. Implement anbefaler, at der som et led i arbejdet indtænkes et scenarie, hvor den nuværende 10MW-ordning erstattes til fordel for en ny ordning, der indeholder anlæg af alle størrelser.</p> <p>For at sikre, at de forskellige forslag til nye ordninger fortsat giver mulighed for en solidarisk varmeproduktion igennem CTR, bør alle forslag indeholde følgende elementer:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sikre dækning for de historiske omkostninger</li> <li>2. Sikre betaling for ydelser, der fortsat leveres fra CTR, herunder fx spids- og reservelast</li> <li>3. Minimerer taktisk varmekøb i perioder, hvor CTR's variable pris er lavere end egenproduktion – størstedelen af denne risiko forventes at kunne mitigeres ved, at underlægge de decentrale at skulle melde ind til varmelast</li> </ol> <p><b>Politisk beslutningsrum:</b> Arbejdet bør munde ud i en politisk beslutning, hvor bestyrelsen med afsæt i arbejdsgruppens forskellige scenarier kan tage stilling til, om arbejdet bør give anledning til ændringer i de politiske vedtægter</p> <p><b>Anbefaling 4:</b> Implement bemærker, at en eventuel ændring i VDS'ernes mulighed og incitament til egenproduktion, kan have stor betydning for CTR's udbygningsstruktur. Implement kan se nogle potentielle løsninger, der ikke nødvendigvis medfører systemoptimering og/eller kan give en ukoordineret varmeproduktionsudbygning</p> <p>Implement anbefaler derfor, at såfremt Anbefaling 3 giver anledning til større ændringer i de nuværende muligheder, bør CTR i samarbejde med VDS'erne foretage et udbygningsstrategiforløb. Forløbet skal have til hensigt at planlægge og optimere det fremtidige varmesystem, herunder med tildeling af egenproduktion til de VDS'er, der måtte ønske dette</p>	<p>Ændringerne vil kræve bestyrelsens godkendelse af ændringerne i CTR's vedtægter.</p>

# Ansvarlige for serviceeftersyn

I er altid velkomne til at række ud til vores eksperter med uddybende spørgsmål til analysen eller nye konklusioner:

## Implement Consulting Group



**Hans Henrik Woltmann**  
Projektleder  
+45 2028 3085  
hawo@implement.dk



**Anders Thor Lundberg**  
Seniorkonsulent  
+45 2392 2961  
anlu@implement.dk



**Malte Lisberg Buhr**  
Partner  
+45 6134 4459  
malb@implement.dk



**Benedikte Østergaard**  
Konsulent  
+45 4110 3046  
beni@implement.dk

## Implement Consulting Group

Vi er et managementkonsulentfirma med nordiske rødder og ambitionen om at blive verdens førende transformationspartner. Grundlagt i Danmark med kontorer i København, Aarhus, Stockholm, Malmø, Göteborg, Oslo, Zürich, München, Hamborg, Düsseldorf og Raleigh, NC. Med +1.500 konsulenter, multinationale kunder og globale projekter tilbyder vi ekspertise med et globalt perspektiv. Vi tror på, at stor organisatorisk indflydelse fører til stor indflydelse for menneskeheden.

Implement blev skabt for at hjælpe ægte ekspertise med at blive til faktiske forandring.






# Bilag – Beregningsantagelser og metodisk tilgang

# TEMATISK TILPASNING | Implement har omstruktureret de seks temaer og tilhørende cases mhp. at skabe mere sammenlignelighed af de enkelte effekter

## Omstrukturering af de seks temaer fra kommissoriet mhp. at skabe bedre overblik

<p><b>1</b> <i>Pris</i> Den grundlæggende konkurrenceparameter for fjernvarmen er prisen - og serviceeftersynet vil derfor stille skarpt på konsekvenserne for slutkundernes fjernvarmepris ved investeringer både i regi af CTR og i kommunerne selv.</p>	<p><b>2</b> <i>Omkostninger fra nye kompetencer i CTR</i> Etableringen af Fritvalgs-modellen afstedkommer et behov for ny organisation og nye kompetencer i CTR. Det skal belyses, hvordan omkostningerne afledt herfra påvirker slutkunderne i kommunerne – både for kommuner der selv driver anlæg og i kommuner, hvor CTR driver nye anlæg.</p>	<p><b>3</b> <i>Etablering af decentral produktion &gt;10 MW</i> Analysen af den nuværende afregningsmodel skal belyse, hvordan/om det kan understøttes, at et varmeselskab etablerer decentral produktion af varmen (på anlæg &gt;10 MW), som de selv beholder. Herunder undersøges det både hvad betydningen er for den enkelte ejerkommune samt de øvrige kommuner.</p>
<p><b>4</b> <i>Særordninger</i> CTR har to centrale særordninger, som sigter på at lette optaget af nye kunder (rabatordningen) og etableringen af mindre decentral anlæg (ordning for anlæg &lt;10MW). Analysen skal belyse, hvordan disse to særordninger påvirker slutkunderne økonomisk.</p>	<p><b>5</b> <i>Grøn omstilling og systemøkonomi</i> Mængden af biomassebrændsel i fjernvarmesystemet forventes at blive nedbragt i de kommende år. Det skal derfor undersøges, hvordan den nuværende afregningsmodel understøtter investeringer i alternativt produktion og at/om der kan opretholdes en sund driftsøkonomi på disse.</p>	<p><b>6</b> <i>Incitament til grøn omstilling</i> Analysen skal undersøge, hvordan den nuværende model understøtter, at der er incitament til en grøn omstilling af fjernvarmesektoren – både internt hos CTR og i varmedistributionselskaberne.</p>

### Sammenlægning af temaer

-  Tema 1 og tema 3 lægger begge op til en analyse af konsekvenserne af etableringen af decentral produktion >10 MW og vi foreslår derfor at lægge disse to temaer sammen.
-   Tema 4 lægger op til to separate analyser af hvordan de to særordninger påvirker slutkunderns fjernvarmepris og vi foreslår derfor at vi dele dette tema op i to.

Temaernes udvidede scenarier indebærer (se detaljer på næste side):

- **Tema 1** | Påvirkningen i afregningsmodellen ved opførelsen af et nyt decentral anlæg >10 MW afhængigt af ejer og produktionsforhold..
- **Tema 2** | Introduktion af øgede faste omkostninger forbundet til oprettelsen af en intern projektstyringsorganisation i CTR.
- **Tema 3** | Afskaffelse rabatordning.
- **Tema 4** | Afskaffelse af ordning for anlæg <10 MW.

De to resterende temaer indebærer følgende tilgang:

- **Tema 5** | Vi undersøger kvalitativt hvordan ny vedvarende varmeproduktion føder ind i den nuværende lastfordeling gennem 3 trin.
- **Tema 6** | Dette tema indebærer ingen modelberegninger og vil udelukkende blive gennemgået ved fælles brainstorming af CTR og ejerkommuner faciliteret af Implement.

# Tema 1: Tekniske beregningsforudsætninger

Tema	Input/beregningsinput
<b>Tema 1</b>	Nyt varmeanlæg oprettes til nyt varmebehov. Beregningsforudsætninger kommer fra CTR og Energistyrelsens teknologikatalog (Comp. hp, seawater 20MW): Input fra ENS
<b>Decentralt 100MW anlæg</b>	<p>Et nyt varmeanlæg oprettes til nyt varmebehov. Beregningsforudsætninger kommer fra CTR og Energistyrelsens teknologikatalog (Comp. hp, seawater 20MW): Input fra ENS:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Teknisk levetid: 25 år</li><li>- Investeringsår: 2024</li><li>- Faste omkostninger: 31.731 kr./MWh/år</li><li>- Variable omkostninger: 9,44 kr./MWh</li></ul> <p>Vi antager, at et anlæg 100MW vil have en varmeeffektivitet på 470% (baseret på COP stigningen fra et 1 til 10 MW luft-til-luft varmepumpe samt bekræftet i litteraturen)</p> <p>Input fra CTR:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- MWh omskrivningsfaktor: 3,6 GJ</li><li>- El pris: El-prisfremskrivning i CTR's "Budget 2026 og..." baseret på ENS</li><li>- Anlægsomkostninger: 900 mio. kr.</li><li>- Produktionskapacitet: 100MW</li><li>- Varmeproduktionstimer (fuldlasttimer): 4000 timer</li></ul> <p>Samlede omkostninger pr. år fra idriftsættelsen af anlægsprojekt (fordeles ud over 25 år) og omregnes til 2024-priser:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Faste omkostninger: 41.270.250 kr.</li><li>- Variable omkostninger: 30.962.994 mio. kr.</li><li>- Årlig decentral produktion: 1.440 TJ</li></ul> <p>Det er eksplicit antaget at de kunder der bærer omkostningerne relateret til opførelsen af anlægget også er de kunder der aftager varmen - dvs. at betalingerne for opførelsen af anlægget ikke indgår i CTR's puljepris inden det er begyndt at producere varme.</p> <p><i>Som Case A&amp;B, men tillagt omkostninger til transmission:</i></p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Omkostninger til el til pumper i transmissionsnet*: 3,84 kr./GJ VS</li></ul> <p>Dette øger de "Samlede omkostninger pr. år fra idriftsættelse af anlægsprojekt (25 år) - 2024-priser" m.: 5.738.430 kr.</p>
<b>Centralt 100MW anlæg</b>	
<b>Decentralt 15MW anlæg</b>	<p>Et nyt decentralt VA oprettes med en varmeaftale. Anlæggets varmeproduktion afhjælper behovsdækningen i CTR's område. Beregningsforudsætninger kommer fra CTR og Energistyrelsens teknologikatalog (Comp. hp, seawater 20MW):</p> <p>Input fra ENS:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Teknisk levetid: 25 år</li><li>- Investeringsår: 2024</li><li>- Faste omkostninger: 31.731 kr./MWh/år</li><li>- Variable omkostninger: 9,44 kr./MWh</li><li>- Varmeeffektivitet: 370%</li><li>- El forbrug til produktion: 0,27 MWh</li></ul> <p>Input fra CTR:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Anlægsomkostninger: 135 mio. kr.</li><li>- Produktionskapacitet: 15MW</li><li>- Varmeproduktionstimer (fuldlasttimer): 4000 timer</li><li>- El pris: El-prisfremskrivning i CTR's "Budget 2026 og..." baseret på ENS</li><li>- MWh omskrivningsfaktor: 3,6 GJ</li></ul> <p>Samlede omkostninger pr. år fra idriftsættelse af anlægsprojekt (25 år) - 2024 priser:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Faste omkostninger: 6.387.175 kr.</li><li>- Variable omkostninger: 5.707.639 kr.</li><li>- Årlig produktion: 216 TJ</li></ul> <p>Det er eksplicit antaget at de kunder der bærer omkostningerne relateret til opførelsen af anlægget også er de kunder der aftager varmen.</p>

# Tema 2-6: Tekniske beregningsforudsætninger

Tema	Input/beregningsinput
<b>Tema 2</b>	<p>En nye projektorganisation etableres. Beregningsforudsætninger kommer fra CTR:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Personalemkostninger i CTR's projektorganisation inkl. overhead: 4,1 mio. kr.</li><li>- Sparede omkostninger ved insourcing*: 3,69 mio. kr.</li></ul> <p>*Antaget at nuværende eksterne omkostninger (dvs. Opgaver der ligger inden for CTR's nuværende vedtægtsmæssige opgaveportefølje) udgør 90% af de omkostningerne til intern projektorganisation</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Øgede faste omkostninger ifbm. med intern CTR projektorganisation: 4,1 mio. kr. - 3,69 mio kr. = 0,41 mio. kr.</li></ul>
<b>Tema 3</b>	Rabatordningen afskaffes historisk og fremadrettet. VDS'ernes vægt i effektbetalingens fordelingsnøgle tilpasses så det udgør det faktiske varmebehov (inkl. nye kunder).
<b>Tema 4</b>	<p>Produktionen fra de decentrale værker &lt;10 MW insources i CTR.</p> <p>Beregningsforudsætninger er:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Faste og variable omkostninger for anlæg &lt;10 MW har samme fordeling som i CTR</li><li>- Decentral varmeproduktion hos VDS stammer fra ét anlæg</li><li>- Decentral varmeproduktion i 2023 antages konstant i alle efterfølgende år</li></ul> <p>Vi får således, at:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Anlæggets faste omkostninger pr. varmenhed produceret = Puljeprisens faste del kr./GJ i givet år</li><li>- Anlæggets variable omkostninger pr. varmenhed produceret = Puljeprisens variable del i kr./GJ i givet år</li></ul>
<b>Tema 5</b>	<p>Dette er ikke direkte relateret til afregningsmodellen og derfor har vi en lidt anderledes analysetilgang. Ny vedvarende varmeproduktion kommer fra tre kilder 1) gradvist erstatning af eksisterende produktion ifm. at anlæggene skal fornyes/totalrenoveres, 2) hvis varmeproduktionen på nye anlæg er billigere (totalt) end fortsat produktion på eksisterende anlæg (variable omk.) og 3) udbygning af alt fremtidig produktionskapacitet.</p> <p>Her beskriver vi tilgangen til at skønne kilde/effekt 2):</p> <p>Trin 1: Anlæg med den dyreste varmeproduktion vil blive de første til at blive udfordret på deres økonomi, når ny decentral varmeproduktion etableres. Identificeringen af hvilke anlæg, der har de højeste varmeproduktionsomkostninger tager udgangspunkt i CTR's ark "Budget 2026 og fortfølgende år med dampvarmelager".</p> <p>Vi antager forsimpelende, at:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- CTR's pris for at købe varme fra anlæggene svarer til anlæggets gns. variable omkostninger.</li><li>- Ny decentral produktion påvirker/erstatte ikke spidslastanlægs</li></ul> <p>Trin 2: De dyreste anlægsteknologier sammenlignes med nye varmepumper af forskellige typer for at identificere, hvornår det må forventes, at varme fra nye varmepumper udkonkurrer (den variable) pris på produktionen fra de eksisterende dyreste anlæg. Analysen er baseret Levelised Cost of Energy (LCOE) beregninger fra EA Energianalyse rapport (2021):</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Luft VP 10 MW: 86 kr./GJ</li><li>- Overskudsvarme VP 20MW: 74,45 kr./GJ</li><li>- Havvand VP 10 MW: 95,48 kr./GJ</li><li>- Kraftvarme v. træpiller: 80,1 kr./GJ</li><li>- Geninvestering i træpiller*: 108,3 kr./GJ</li></ul> <p>*Geninvestering i træpiller er regnet som LCOE'en for kraftvarme v. træpiller + en opjusteret kapitalomkostning svarende til 1/3 af LCOE'en for kraftvarme v. træpiller.</p> <p>OUTPUT: 1) Identificering af anlæg, der er i højest risiko/først vil blive erstattet af nye anlæg 2) Tidspunkt for hvornår nye grønnere varmeteknologier forventes at være billigere end at fortsætte produktionen på de eksisterende værker/anlæg.</p> <p>Følsomhedsanalyse: Hvis efterspørgslen på fjernvarme i fremtiden bliver lavere end forventet, hvordan vil det påvirke den nuværende lastfordeling. Hvordan påvirkes året for hvornår nye grønne teknologier kan udkonkurrere eksisterende teknologier, hvis prisen på biomassebrændsel stiger mere end forventet i fremtiden?</p> <p>Beregningsforudsætninger er baseret på foreløbige antagelser:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Fordelingen af varmeproduktionen i CTR's område i 2020 er antaget lig den i 2023</li></ul> <p>Her beskriver vi tilgangen til at skønne kilde/effekt 1) og 3) som lægges sammen med 5a for at finde den samlede skønnede mængde frem mod 2030:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Kilde 1): Den samlede varmeproduktion fra eksisterende anlæg antages at kunne erstattes lineært over deres afskrivningsprofil på 25 år (indtil vi - potentielt - når et "breaking" point, hvor det bedre kan betale sig at omlægge den eksisterende produktion til ny teknologi jf. kilde 2).</li><li>- Kilde 3): Vi antager her, at alt nyt varmebehov forventes at blive dækket af nye (vedvarende) anlæg. Udbygningen af vedvarende anlægsproduktion sættes altså lige med forventningen til udviklingen i varmebehovet.</li></ul>
<b>Tema 6</b>	<p>OUTPUT: Årlig varmekapacitet nye decentrale anlæg tilsammen kan dække før eksisterende anlægs økonomi kompromitteres.</p> <p>Tema lægger op til brainstorming og indebærer ingen modelberegninger.</p>

1. CTR. (2024). Afregning med varmeaftagere (salg).
2. CTR. (2024). Budget 2026 og fortløgende år med dampvarmelager.
3. CTR. (2024). Budgetmodel 2026.
4. CTR. (2024). Kommissorium for serviceeftersyn af CTR's afregning.
5. CTR. (2024). Skema for varmesalg.
6. CTR's hjemmeside. (2024). Sidst besøgt d. 10. januar på <https://www.ctr.dk/>
7. EA Energianalyse. (2021). LCOE-analyser for fjernvarmeproduktion i Hovedstadsområdet.
8. Energistyrelsen. (2024). Teknologikatalog.
9. HOFOR. (2024). Data og beskrivelser af afregningsmodellen.
10. Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet. (2022). Klimaaftale om grøn strøm og varme.
11. VEKS' hjemmeside. (2024). Sidst besøgt d. 10. januar på <https://www.veks.dk/da>.

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag

10

J.nr.: 200206/117567

Til dagsordenens punkt

10

Til:

BESLUTNING

Punkt  B

Web  J

## REGNSKABSPROGNOSE 1 FOR 2026

Prognosen giver et aktuelt billede af forventningen til CTR's økonomi i 2026, herunder især om vi forventer overdækning eller underdækning<sup>1</sup>, og hvorvidt denne har en størrelse, som gør det nødvendigt at tilbagebetale overdækning til distributionsselskaberne eller sætte årets varmepris op som følge af underdækning. Eller om forventet over- eller underdækning har et niveau, hvor den i stedet kan tilbageføres til distributionsselskaberne i næste års varmepris.

### INDSTILLING

CTR's administration indstiller, at bestyrelsen godkender

1. Regnskabsprognose 1 for budgetåret 2026

### SAGENS BEHANDLING

Prognosen sammenstiller budgettet for 2026, som blev godkendt af bestyrelsen i september 2025, med den aktuelle forventning til 2026, inklusiv et estimat på regnskabet for 2025. CTR er reguleret efter Varmeforsyningslovens hvile-i-sig-selv princip, som siger, at vores indtægter skal være lige så store som vores udgifter i et flerårigt perspektiv – forstået på den måde, at evt. over- eller underdækning skal tilbageføres til varmeaftagerne. Derfor budgetterede vi i september med en overdækning på 25,1 mio. kr. for 2026, som nøjagtigt udlignede den (på daværende tidspunkt) forventede underdækning på 25,1 mio. kr. for 2025.

### VURDERING

Den primære driver i CTR's økonomi er varmekøbet, som udgør ca. 90 % af CTR's omkostninger og kan være årsag til store afvigelser fra budget pga. udsving i el- og brændsels priser og koldt hhv. varmt vejr kombineret med, hvilke produktionsanlæg, der er til rådighed. Prognose 1 for 2026, inkl. forventet regnskab for 2025, viser en forringelse på 124,6 mio. kr. ift. forventningen i september 2025, svarende til 5 % af CTR's omsætning til varmedistributionsselskaberne. De største ændringer er beskrevet under *økonomi* nedenfor. Det skal bemærkes, at hvis vi korrigerer prognosen med forventet ændring i salg af CO<sub>2</sub>-kvoter fra CTR's kvotebeholdning som vil opveje virkning af ny lovgivning om CO<sub>2</sub>-kvoter, ligeledes forklaret nedenfor, så er prognosen i stedet en forbedring på 24,4 mio. kr. svarende til 1 % af CTR's omsætning til varmedistributionsselskaberne.

En væsentlig usikkerhed i prognose 1 for 2026 er, at februars varmekøb ikke er endeligt opgjort, og vi forventer mere brug af (dyr) spidslast, end vi har budgetteret med pga. den meget kolde februar kombineret med nedsat varmelevering fra Avedøreværket. Driften i februar og marts har vi et billede af på bestyrelsesmødet i maj.

Den nye lovgivning vedr. CO<sub>2</sub>-kvoter til varmeproduktion medfører, at CO<sub>2</sub>-kvoteomkostninger vedr. fossil produktion fra ARC, for i alt 150 mio. kr. i 2025 og 2026, er blevet indregnet i ARC's varmepris. Dette udgør en ændring, da CO<sub>2</sub>-kvoteomkostningerne ikke tidligere er blevet indregnet i ARC's varmepris, og ændringen påvirker derfor prognosen negativt med 150 mio. kr. Vi forventer, at disse CO<sub>2</sub>-kvoteomkostninger skal opvejes af, at CTR gennemfører et tilsvarende salg af CO<sub>2</sub>-kvoter, som dog, iflg. CTR's finansielle styringspolitik, først skal vedtages af bestyrelsen før effektivering. Et salg af CO<sub>2</sub>-kvoter, er derfor ikke indregnet i prognosen endnu. Dette behandles under dagsordenens pkt.13.

### ØKONOMI

<sup>1</sup> Overdækning betyder, at der er opkrævet flere penge end de faktiske omkostninger, mens underdækning betyder, at der er opkrævet færre penge end de faktiske omkostninger. Overdækning er således et udtryk for, at varmeprisen har været for høj – mens underdækning er et udtryk for, at varmeprisen har været for lav.

Prognosen er en **akkumuleret underdækning ultimo 2026 på 125,5 mio. kr.** Det svarer til ca. 500 kr. for en slutbruger<sup>2</sup>. Indregnes et estimat for kvotesalg på 150 mio. kr., fås i stedet en overdækning på 24,5 mio. kr., eller ca. 100 kr. for en slutbruger, som skal tilbageføres til distributionselskaberne i næste års varmepris. Se tabellen på næste side.

	Tids-punkt	Sept. 2025	Marts 2026	mar-26	Estimat
	Version	B-26	RP26-1	Ændring	Kvotesealg
Forventet akkumuleret over-/underdækning 2025	Mio.kr.	-25,1	45,1	70,1	
Forventet resultat 2026	Mio. kr.	25,1	-169,6	-194,7	150,0
Forventet akkumuleret over-/underdækning 2026	Mio. kr.	0,0	-124,6	-124,6	24,4

Det ses i tabellen, at vi forventer en forbedring på 70,1 mio. kr. i 2025 i forhold til sidste prognose for 2025, som blev udarbejdet i forbindelse med behandlingen af budget for 2026. Forbedringen skyldes:

- Der er øgede omkostninger, som følger af nye regler for indregning af CO<sub>2</sub>-kvoter i varmeprisen, men dette mere end opvejes af især realiseret overskudsdeling på Amagerværket og færre faste omkostninger end forventet på Amagerværket, samt at omkostninger som følge af aftale vedr. grøn skattereform for ARC er blevet flyttet til 2026.

Det ses desuden, at vi med regnskabsprognosen for 2026 forventer en forringelse på 194,6 mio. kr. De primære årsager til dette er:

- Øgede omkostninger som følger af nye regler for indregning af CO<sub>2</sub>-kvoter i varmeprisen, virkning af aftale vedr. grøn skattereform for ARC, dyrere fordeling mellem produktionsanlæg i januar og højere biomassepriser.

I den sidste kolonne 'Estimat. Kvotesalg' ses det, at hvis der sælges kvoter for 150 mio. kr. (svarende til ARC-kvoter i 2025 og 2026 pga. den ændrede lovgivning), så vil vi med regnskabsprognose 1 for 2026 forvente en overdækning på 24,4 mio. kr. (i stedet for en underdækning på 124,6 mio. kr.). Ved et sådant kvotesalg sker en nedbringelse af CTR's kvotebeholdning, hvilket vi også hidtil har planlagt med. Regnskabsmæssigt er konsekvensen neutral: Vi går fra en vederlagsfri overførsel af kvoter med en virkning på resultatet på nul, til en forøgelse af varmekøbet samt en så vidt muligt tilsvarende forøgelse af indtægterne via et kvotesalg, hvilket ligeledes har en forventet virkning på resultatet på nul.

## POLITISK HANDLERUM

Der er ikke aktuelt at betale overdækning vedr. 2025 tilbage til varmedistributionsselskaberne, da vi forventer det opvejet af et forringet 2026 resultat. Det anbefales heller ikke ud fra foreliggende prognose at justere CTR's varmepris i 2026, men vi vil anbefale, at dette genbesøges, når endelige tal for driften i første kvartal foreligger.

## TIDLIGERE BESLUTNINGER

Budget for 2026 blev godkendt af bestyrelsen 01-10-2025.

Kontaktudvalget tiltrådte indstillingen 12-03-2026.

## VIDERE PROCES

På BE26-2 fremlægges regnskabsprognose 1a for 2026, som er en opdatering af prognose 1 alene mht. varmekøb og i februar og marts, som på det tidspunkt er opgjort. På dette tidspunkt fremlægges også endeligt regnskab for 2025.

På BE26-3 fremlægges regnskabsprognose 2 for 2026 og fastsættelse af CTR's budget og varmepris for 2027.

<sup>2</sup> En slutbruger er en borger eller virksomhed, der køber varme fra et distributionsselskab. CTR sælger varme til distributionsselskaberne, som videresælger varmen til borgere og virksomheder. Vi regner med en modelslutbruger i en 75m<sup>3</sup> lejlighed for at illustrere virkningen af ændringer i CTR's økonomi hos slutbrugeren.



CTR's bestyrelsesmøde nr.:	2026/1	Dato:	12-03-2026
Bilag	10.1	J.nr.:	200206/117568
		Til dagsordenens punkt	10
Til:	REDEGØRELSE	Punkt	B Web J

Prognosen giver et aktuelt billede af forventningen til CTR's økonomi og sammenholder budgettet for 2026, tiltrådt af bestyrelsen 1. oktober 2025, med en ny vurdering af udviklingen i 2026. Vurderingen tager højde for det forventede regnskabsresultat for 2025 og for forventede ændringer af varmekøbet i 2026 samt i anlægsinvesteringer og øvrig drift.

## REGNSKABSPROGNOSE 1 FOR 2026

Prognosen indeholder 2 opstillinger af resultat 2026:

1. Resultat efter varmeforsyningslovens regler, tabel 1, med særligt fokus på akkumuleret over- og underdækning i et flerårigt perspektiv. Varmeforsyningslovens regler sikrer, at vi hverken ophober over- eller underdækning. CTR's varmepris overfor varmedistributionselskaberne, og dermed virkning ift. slutbrugerne, bliver fastsat ud fra opgørelsen efter varmforsyningslovens regler. Investeringer i anlæg indgår kun i resultatet i form af afskrivninger.
2. Resultat efter den kommunale opstillingsform, tabel 2, som belyser CTR's betalingsevne ud fra de forventede finansforskydninger herunder optagelse af lån. De samlede omkostninger til investeringer i anlæg indgår derfor i resultatet.

### **1. Resultat efter varmforsyningsloven – tabel 1 næste side**

Prognose 2 for 2026 viser omkostninger, som er højere end budget. Det skyldes især nye regler for indregning af omkostninger til CO<sub>2</sub>-kvoter i varmeprisen, virkning af aftale vedr. grøn skattereform for ARC, dyrere fordeling mellem produktionsanlæg i januar og højere biomassepriser. Ændringen i de enkelte poster er forklaret i redegørelsen.

Alt i alt betyder den nye prognose, at den overdækning på 25,1 mio. kr., som vi budgetterede med for 2026 for at udligne forventet underdækning i 2025, er vendt – fra en overdækning på 25,1 mio. kr. til en underdækning på 169,6 mio. kr. Det har en negativ effekt på i alt 194,7 mio. kr. eller ca. 780 kr. for en modelforbruger

Resultat 2025 er forbedret fra en forventet akkumuleret underdækning på 25,1 mio. kr. til en akkumuleret overdækning på 45,1 mio. kr., i alt en forbedring på 70,1 mio. kr., eller ca. 280 kr. for en modelforbruger.

Samlet set betyder det, at der i prognose 2 forventes en akkumuleret underdækning i 2026 på 124,6 mio. kr. Det svarer til ca. 500 kr. for en modelforbruger eller til knap 5 % af CTR's omsætning til varmedistributionselskaberne.

**Tabel 1**

## REGNSKABSPROGNOSE - marts 2026 - Resultat efter varmforsyningsloven

	maj-25 Regn- skab 2024	sep-25 Progn. 2 2025	mar-26 Progn. 3 2025	P3-P2 2025	sep-25 Budget 2026	mar-26 Progn. 1 2026	P1-B26 2026
<i>Mio. kr.</i>							
<b>INDTÆGTER</b>	2.804,4	2.807,7	2.759,5	-48,2	3.071,7	3.043,0	-28,6
Varmesalg til VDS - CTR's pulje	2.620,0	2.614,6	2.587,6	-27,0	2.741,7	2.736,1	-5,63
Varmesalg til VEKS og HOFOR	154,8	159,0	135,7	-23,3	310,0	287,0	-23,0
Afkølingstarif	12,7	16,4	14,1	-2,3	20,0	20,0	0,0
Salg af CO <sub>2</sub> -kvoter	17,0	17,7	22,1	4,4	0,0	0,0	0,0
<b>DRIFTSOMKOSTNINGER</b>	2.656,8	2.789,2	2.671,6	-117,6	2.971,9	3.144,6	172,7
Varmekøb til VDS - CTR's pulje*	2.315,6	2.442,8	2.366,7	-76,1	2.472,6	2.673,9	201,3
Varmekøb til videresalg via UVA	154,8	159,0	135,7	-23,3	310,0	287,0	-23,0
El til pumper	69,0	74,3	70,0	-4,2	73,0	75,8	2,8
Afskrivninger	28,6	29,7	29,3	-0,4	31,9	31,6	-0,3
Forrentning af indskud	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Drift og vedligehold	87,2	83,5	69,9	-13,6	84,4	76,4	-8,0
<b>ADMINISTRATION</b>	53,1	58,8	60,5	1,6	63,1	62,5	-0,6
Personaleomkostninger	31,0	33,4	36,1	2,7	37,1	36,5	-0,6
Fremmede tjenesteydelser	15,1	15,5	14,8	-0,7	16,3	16,3	0,0
Øvrige administrationsomkostninger	7,0	9,9	9,6	-0,3	9,7	9,7	0,0
<b>FINANSOMKOSTNINGER</b>	-0,8	5,5	3,1	-2,4	11,6	5,5	-6,1
Renter af lån materielle aktiver	10,1	8,9	8,7	-0,3	13,3	11,8	-1,5
Renter af likvide aktiver	-11,0	-3,5	-5,6	-2,1	-1,7	-6,3	-4,6
<b>RESULTAT TIL SENERE INDREGNING I VARMEPRISEN</b>	95,3	-45,8	24,4	70,1	25,1	-169,6	-194,7
<b>AKKUMULERET RESULTAT</b>	20,7	-25,1	45,1	70,1	0,0	-124,6	-124,6

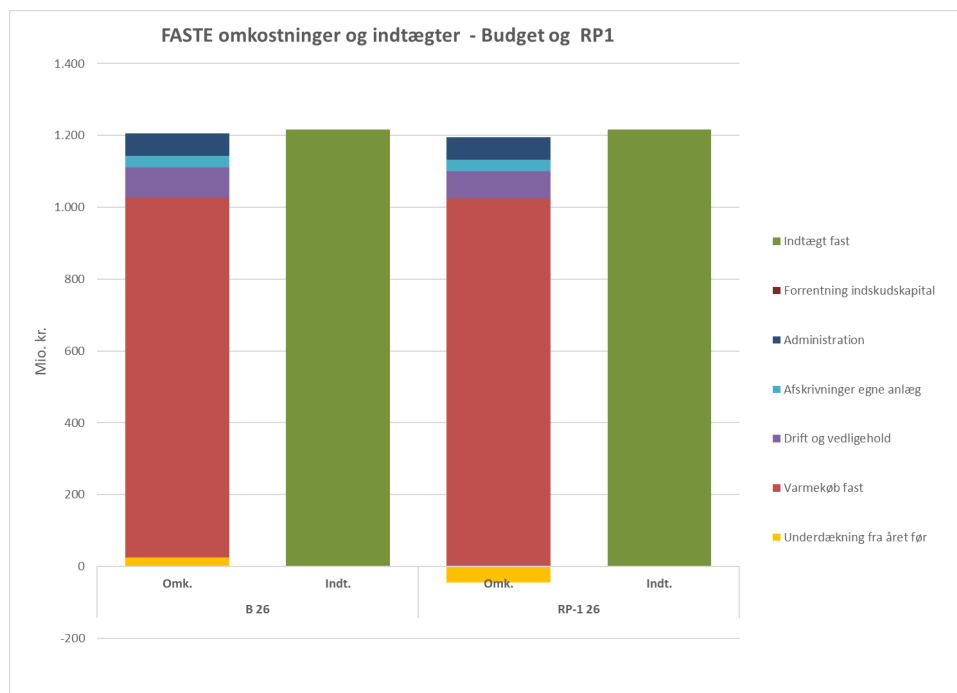
\* Inkl. afskrivninger og renter immaterielle anlægsaktiver

<b>NØGLETAL</b>	Regn- skab 2024	Progn. 2 2025	Progn. 3 2025	P3-P2 2025	Budget 2026	Progn. 1 2026	P1-B26 2026
Varmesalg (1000 GJ) til VDS	17.913	17.831	17.648	-182,8	18.389	18.336	-53
Variabel puljepris (Kr. pr. GJ)	96,08	84,72	84,07	-0,7	82,91	82,85	-0,1
Fast betaling IK	899	1.104	1.104	0,0	1.217	1.217	0,0
Likvide aktiver, ultimo	205	100	368	267,7	141	128	-12,7
Langfristet gæld	6.051	5.795	5.795	0,0	5.845	5.702	-142,5
Aktiver = Passiver	6.399	6.134	6.301	167,3	6.188	6.074	-113,5

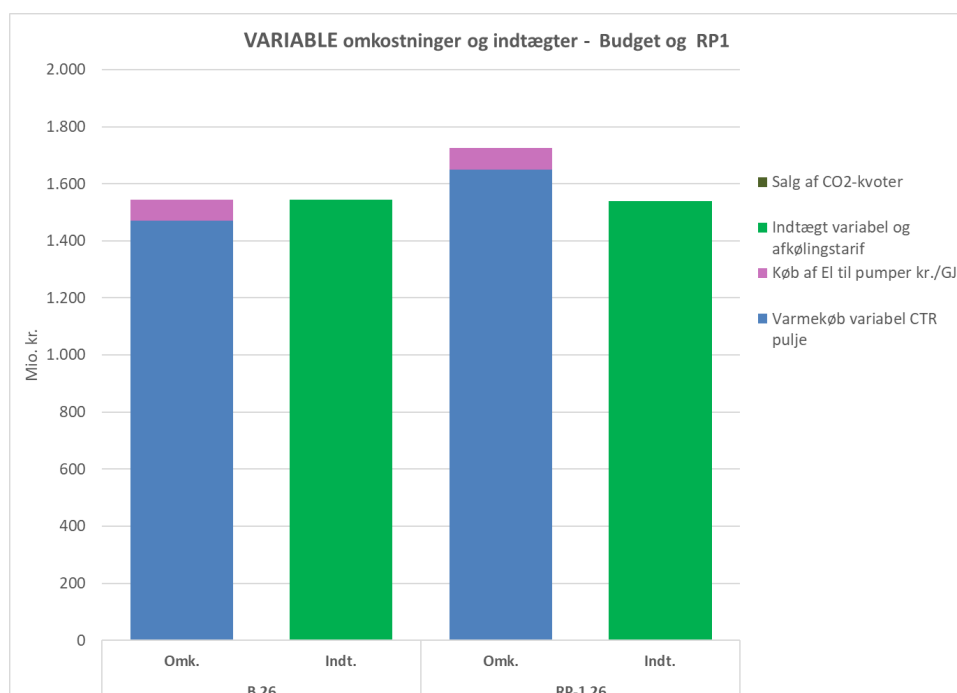
## Gennemgang af de enkelte poster i prognosen

På de næste sider beskrives udviklingen på de enkelte poster, som også kan ses på figurerne herunder, hvor de er delt i hhv. faste og variable omkostninger og indtægter.

De faste omkostninger er på niveau med budget. Der er en stigning i de faste omkostninger til varmekøb. Det afhjælpes dog af, at underdækning fra 2025, som er indregnet i de faste omkostninger, er vendt til en overdækning. Derudover er bl.a. forventet drift- og vedligeholdelse mindsket.



De variable omkostninger er steget pga. indregning af CO<sub>2</sub>-omkostninger i ARC's varmepris, dyrere fordeling mellem produktionsanlæg i januar, højere priser på biomasse en række andre ændringer, hvilket forklares nærmere under *køb og salg af varme* nedenfor.



## Køb og salg af varme

Varmesalg fra CTR's pulje ligger med den nye prognose 5,6 mio. kr. under budget. Det skyldes den realiserede drift i januar, hvor varmebehovet blev 53 TJ, eller ca. 0,3 %, under den forventede mængde.

Prognose for videresalg til VEKS og HOFOR via varmeudvekslingsaftaler er 23 mio. kr. lavere end budget som følge af driften i januar. Det mindre salg via udvekslingsaftaler påvirker ikke CTR's resultat, da det modsvares af et helt tilsvarende køb fra værker.

Prognosen for indtægt fra Afkølingstarif er fastholdt ift. budget 2025.

Der er ikke indregnet indtægt fra salg af CO<sub>2</sub>-kvoter. Siden budgettidspunktet er der kommet nye regler for indregning af CO<sub>2</sub>-kvoteomkostninger i leverandørernes varmepris, og det har betydet, at ARC har indregnet ca. 150 mio. kr. omkostninger til CO<sub>2</sub>-kvoter i alt for både 2025 og 2026. Vi forventer, at denne omkostning skal modsvares af et tilsvarende kvotesalg fra CTR's kvotebeholdning, og ændringen i reglerne og fremgangsmåde er beskrevet nærmere i dagsordenens punkt 13. Da kvotesalg fra CTR's kvotebeholdning ifølge CTR's finansielle styringspolitik kræver en godkendelse fra bestyrelsen, er et sådant kvotesalg dog endnu ikke indregnet i prognosen.

Varmekøb til CTR's pulje i 2026 ligger med prognosen 201,3 mio. kr. over budget. Der er både forhold, der påvirker varmekøbet i dyrere og i billigere retning, men alt i alt ses en betydelig stigning i omkostningerne. Det skal bemærkes, at der har været reduceret drift på Avedøreværkets blok 2 i februar, og at den realiserede drift for denne periode endnu ikke er opgjort på prognosetidspunktet. Det forventes at give en yderligere meromkostning.

1. Øget ARC-pris, især indregning af CO <sub>2</sub> -kvoter i varmeprisen	85,8 mio. kr.
2. Dyrere fordeling mellem produktionsanlæg - januar	76,9 mio. kr.
3. ARC-stigning i fast betaling, ny aftale vedr. grøn skattereform	58,8 mio. kr.
4. Højere biomassepriser på Amagerværket	43,9 mio. kr.
5. Lavere faste betalinger på værker	-26,7 mio. kr.
6. Øvrige prisjusteringer, især billigere naturgas	-22,6 mio. kr.
7. Ændringer vedr. immaterielle anlægsaktiver	-9,2 mio. kr.
8. Mindre mængde varmekøb pga. lavere varmebehov i januar	-5,6 mio. kr.
<b>I alt</b>	<b>201,3 mio. kr.</b>

### **Ændringer for varmekøb i 2026 sammenlignet med budget fra september 2025**

#### 1. Øget variabel ARC-pris, især pga. indregning af CO<sub>2</sub>-kvoter i varmeprisen: + 85,8 mio. kr.:

Lovgivningen der bestemmer, om varmeaftager eller varmeleverandør har ansvaret for at anskaffe CO<sub>2</sub>-kvoter til varmeproduktion, er blevet ændret, hvilket betyder at ARC nu indregner CO<sub>2</sub>-kvoter i varmeprisen, hvor CTR hidtil har betalt for CO<sub>2</sub>-kvoterne via en vederlagsfri overførsel af kvoter til ARC fra CTR's kvoteopsparing. Denne ændring i lovgivningen er behandlet nærmere under dagsordenens punkt 13.

## 2. Dyrere fordeling mellem produktionsanlæg i januar: + 76,9 mio. kr.

I januar blev fordelingen mellem produktionsanlæg langt mere ugunstig end forventet. Der var mindre leverance fra affaldsvarme og kraftvarme, bl.a. fordi Avedøreværkets blok 2 leverede med nedsat kapacitet, og derfor måtte varmen i højere grad leveres fra spids- og reservelastanlæg. Andelen af spids- og reservelastvarme i fordelingen mellem produktionsanlæg var helt oppe på 26 %, hvilket er en usædvanligt høj andel. Fordelingen af varmeliverancen i februar er endnu ikke opgjort på prognosetidspunktet, men vi forventer også for februar en mere ugunstig fordeling mellem produktionsanlæg end budget.

## 3. ARC-stigning i fast betaling, primært som følge af ny aftale vedr. grøn skattereform + 58,8 mio. kr.:

Grøn skattereform ændrede afgiftsbilledet i 2025 på affaldsenergi, hvor balancen mellem varmeside og affaldsside blev forskubbet. Dette betød alt andet lige en stor afgiftsbesparelse for varmesiden i 2025 og en årrække frem. Formålet med den nye tillægsaftale er at genetablere den afgiftsbalance mellem varmeside og affaldsside, som fandtes før den grønne afgiftsreform. Justeringen i aftalen sker ved, at den faste betaling øges. Pga. tidspunktet for aftaleindgåelse er både ændringen vedrørende 2025 og 2026 indregnet i de faste omkostninger til ARC i 2026.

## 4. Højere biomassepriser på Amagerværket + 43,9 mio. kr.:

En opdateret prognose for Amagerværket viser en højere brændselspris end forventet på både træpiller og træflis.

## 5. Lavere faste betalinger på værker: - 26,7 mio. kr.:

Værkernes budgetter for det kommende års faste betalinger til bl.a. drift og vedligehold er klar lidt senere end CTR's budget. Derfor benyttede vi foreløbige bud fra producenterne til budget 2026. Ændringen skyldes lavere faste omkostninger på Amagerværket og på halmkedlen på Avedøreværket.

## 6. Øvrige prisjusteringer, især billigere naturgas: - 22,6 mio. kr.:

Olie- og naturgaspriser til produktion på CTR's egne spidslastanlæg og for naturgasbaserede leverancer fra eksterne leverandører er opdateret, og der ses nu en lavere pris på naturgas i 2026 end i budget.

## 7. Ændringer i immaterielle anlægsaktiver knyttet til produktionsanlæg hos varmeliverandørerne: -9,2 mio. kr.:

Prognosen er opdateret med nye forudsætninger mht. beløb og tidsplaner for idriftsættelse af nye immaterielle anlægsaktiver.

De immaterielle anlægsaktiver er investeringer i anlæg, som CTR ikke selv er juridisk ejer af, men hvor vi ejer en brugsret til varmeproduktionen. Det betyder i praksis, at vi betaler for en given anlægsinvestering til anlæggets ejer, og at vi derefter selv optager lån til investeringen og afskriver investeringen. Alternativet er, at vi løbende skal betale for afskrivning og forrentning til anlæggets ejer i hele anlæggets levetid. Fordelen ved denne type investering er, at vi kan opnå

en lavere forrentning end den, som varmeproducenten typisk kan tilbyde, og at vi selv kan styre afskrivningsperioden inden for varmeforsyningslovens rammer. Samlet giver investeringen i immaterielle rettigheder en væsentligt lavere finansieringsomkostning og dermed en lavere varmepris for forbrugerne.

#### 8. Mindre mængde varmekøb pga. lavere varmebehov i januar: -5,6 mio. kr.:

I januar var varmebehovet 0,3 % lavere end det, der var indregnet i budget. Det har betydet en mindreomkostning på 5,6 mio. kr. til varmekøb, som modsvares af en mindreindtægt, idet vi også har solgt færre TJ til varmedistributionsselskaberne.

### **Køb af el**

Omkostninger til køb af el i 2026 forventes med prognose 1 at blive 2,8 mio. kr. højere end budget. Det skyldes primært en højere el-pris i januar.

### **Afskrivninger på egne anlæg**

Afskrivninger på egne anlæg er i ny prognose 0,3 mio. kr. lavere end budget som følge af opdaterede forudsætninger om anlægsaktiviteter, herunder ændrede tidspunkter for idriftsættelse af nye anlæg som følge af dagsordenspunktet med opdaterede rammebevillinger for anlægssager.

### **Administration**

Prognose 1 for administration ligger 0,6 mio. kr. under budget. Det skyldes lavere lønomkostninger pga. senere ansættelse af en ny medarbejder til compliance ift. bl.a. beredskabs- IT-sikkerhedsarbejdet og en periode med en vakant stilling i afdelingen Teknisk Operation.

Prognosen for omkostninger til de fremmede tjenesteydelser og øvrige administrationsomkostninger er fastholdt i forhold til budget.

### **Drift og vedligeholdelse af egne anlæg**

Prognose 1 2026 for drift og vedligeholdelse af CTR's egne anlæg ligger 8,0 mio. kr. lavere end budget. Det skyldes primært justering for den afhjælpende vedligeholdelse, hvor vi i 2025 har set et markant lavere forbrug indenfor visse områder end forventet, og 2026 prognosen er på den baggrund tilrettet ud fra de realiserede data i 2025. Det drejer sig bl.a. om, at vi oplever færre nedbrud på ventilerne, der gennem Asset Management er begyndt at blive planlagt til- og udskiftet som led i reinvesteringsplanen for området, og at vi ser færre kasserede plader på varmevekslerne.

### **Finansieringsomkostninger**

Finansieringsomkostningerne er 5,7 mio. kr. lavere end budget pga. ændrede forudsætninger for låntagning af nye lån samt højere forrentning af likvide aktiver pga. højere likviditet primo 2026.

## **Forrentning af indskudskapital**

Der er ikke indregnet forrentning af indskudskapital i 2026. Der er senest indregnet forrentning af indskudskapital i 2024, og det var forrentning vedrørende 2023. CTR ansøger hvert år Forsyningstilsynet om forrentning af indskudskapital. Om der opnås forrentning for et givent år, og i så fald hvor meget, afhænger af regnskabsparametre fra seneste regnskab kombineret med Forsyningstilsynets modeller for beregning af forrentning. Der er ikke godkendt forrentning for 2024 og 2025, og der er pt. ansøgt om, men ikke modtaget endelig afgørelse for, forrentning vedrørende 2026.

## **Resultat 2025**

Resultatet for 2025 indgår i den samlede vurdering af forventet akkumuleret resultat 2026. Ud fra et foreløbigt årsregnskab er der opstillet en prognose 3 for 2025.

Det foreløbige årsregnskab for 2025 er forbedret ift. prognosen fra september 2025, som dannede grundlag for varmepris 2026. Der er tale om en forbedring på 70,1 mio. kr. – fra en akkumuleret underdækning på 25,1 mio. kr. til en akkumuleret overdækning på 45,1 mio. kr.

Forbedringen skyldes især ændringer vedrørende varmekøbet. Der har været øgede omkostninger som følge af nye regler for indregning af CO<sub>2</sub>-kvoter i varmeprisen, men dette er mere end opvejet af realiseret overskudsdeling på Amagerværket og færre faste omkostninger end forventet på Amagerværket. Derudover er omkostninger som følge af aftale vedr. grøn skattereform for ARC, som var forventet i 2025, blevet flyttet til 2026.

Af øvrige forbedringer kan nævnes væsentligt lavere omkostninger til drift og vedligeholdelse.

## **2. Regnskabsprognose efter den kommunale opstillingsform – tabel 2 næste side**

*Finansforskydningerne* i regnskabsprognosen efter kommunal opstillingsform tabel 2 er et udtryk for ændring i betalingsevnen i forhold til året før - som følge af indtægter plus optagelse af lån minus omkostninger. Prognosen for CTR's samlede finansforskydninger fra ultimo 2025 til ultimo 2026 er forringet med 145,8 mio. kr. i forhold til budget. Det skal dog ses i sammenhæng med, at finansforskydninger fra ultimo 2024 til ultimo 2025 samtidig er forbedret med 151,1 mio. kr.

Forringelsen i 2026 skyldes en lavere finanstillgang på driftsresultatet for køb og salg af varme og lavere lånoptagelse. I modsat retning trækker mindskede anlægsinvesteringer og lidt lavere finansieringsomkostninger og afdrag. De enkelte poster forklares herunder.

*Køb og salg af varme* - viser finanstillgang (driftsresultat for køb og salg af varme), som er forringet med 210,9 mio. kr., mens *køb af el* giver en øget finansafgang på 2,8 mio. kr. Det skyldes de ændringer, som er beskrevet for køb af el, varmekøb- og salg ovenfor. Der er dog den forskel, at renter fra de immaterielle anlægsaktiver ikke indgår i *køb og salg af varme* i opgørelsen efter den kommunale opstillingsform, men vises særskilt, ligesom afskrivninger på immaterielle anlæg ikke indgår i den kommunale opstillingsform, hvor det i stedet er anlægsaktiviteten, der indgår. Samlet set, inklusive ændringer for administration og drift og vedligeholdelse, er der tale om en forringelse vedrørende *driftsvirksomheden* på 210,3 mio. kr.

Finansafgang som følge af *anlægsinvesteringer* er 152,8 mio. kr. lavere end i budgettet. Heraf vedrører meromkostninger på 33,0 mio. kr. de immaterielle aktiver, og mindreomkostninger på 185,8 mio. kr. vedrører investeringer i egne anlæg. Ændringerne følger af de opdaterede forventninger i dagsordenspunktet *rammebevilling for anlægssager*.

Forventet *optagelse af lån* er 145,8 mio. kr. lavere end budget: Der er 36,8 mio. kr. mindre i lån til immaterielle anlægsinvesteringer, 49,0 mio. kr. mindre i lån til egne anlægsinvesteringer, og 60,0 mio. kr. mindre træk på byggekrediten i 2026, fordi anlægsaktiviteten er blevet mindre end de forventninger, der blev anvendt i budget 2025.

Endelig ses 3,3 mio. kr. mindre i afdrag på lån og en forbedring på 6,1 mio. kr. vedrørende renter.

**Tabel 2**

**Regnskabsprognose marts 2025 - Kommunal opstillingsform - udgiftsbaseret**

<i>Mio. kr.</i>	Regnskab	Progn. 3	Budget	Progn. 1	P1-B26
	2024	2025	2026	2026	2026
A. ADMINISTRATION	53,1	60,5	63,1	62,5	-0,6
Personaleomkostninger	31,0	36,1	37,1	36,5	-0,6
Fremmede tjenesteydelser	15,1	14,8	16,3	16,3	0,0
Øvrige adm. udgifter	7,0	9,6	9,7	9,7	0,0
B. ØVRIG DRIFTSVIRKSOMHED:	-515,0	-493,6	-515,0	-304,2	210,9
Køb og salg af varme	-671,2	-633,5	-672,4	-456,3	216,1
Køb af el	69,0	70,0	73,0	75,8	2,8
Drift og vedligeholdelse	87,2	69,9	84,4	76,4	-8,0
A.-					
B. Driftsvirksomhed	-461,9	-433,1	-451,9	-241,7	210,3
C. ANLÆG:	70,9	47,2	352,2	199,4	-152,8
Materielle aktiver	62,1	36,9	339,2	153,4	-185,8
Immaterielle aktiver	8,8	10,3	13,0	46,0	33,0
D. RENTER	96,0	95,6	99,5	93,0	-6,5
Renteindtægter	-11,0	-5,6	-1,7	-6,3	-4,6
Renteudgifter materielle aktiver	10,0	8,8	13,3	11,8	-1,5
Renter immaterielle aktiver	97,1	92,3	87,9	87,5	-0,4
E. FINANSFORSKYDNINGER	28,1	34,4	50,0	-143,5	-193,4
F. AFDRAG PÅ LÅN	325,9	326,6	333,1	329,8	-3,3
Afdrag på lån	325,9	326,6	333,1	329,8	-3,3
A.-					
F. BALANCE	59,0	70,8	382,8	237,0	-145,8
G. FINANSIERING	-59,0	-70,8	-382,8	-237,0	145,8

Note: A - D + F og G: Tal uden fortegn udtrykker kapitalafgang og tal med foranstillet minus (-) udtrykker kapitaltilgang.

I E betyder negativt fortegn samlet kapitalafgang (som i regnskab)

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag 12

J.nr.: 200206/118054

Til dagsordenens punkt

12

Til: **BESLUTNING**

Punkt  B

Web  J

## LÅNOPTAGELSE TIL ÅRLIGE ORDINÆRE LÅN

Formålet med denne indstilling er at få godkendt CTR's årlige lånoptagelse til finansiering af de materielle og immaterielle anlægsinvesteringer, der blev gennemført i 2025. Det er vigtigt, fordi lånoptagelsen udgør den endelige finansiering efter anvendelsen af byggekredit i 2025 og dermed sikrer CTR's likviditet og en stabil finansiell praksis. Lånene vedrører finansiering af aktiviteter, der allerede er besluttet og gennemført og følger både CTR's finansielle styringspolitik og krav fra KommuneKredit vedrørende statsstøttere.

### INDSTILLING

CTR's administration indstiller, at CTR's bestyrelse godkender,

1. At der optages et lån på 37 mio. kr. med afvikling over 25 år til finansiering af materielle anlægsinvesteringer i 2025
2. At der optages et lån på 10 mio. kr. med afvikling over 10 år til finansiering af immaterielle anlægsinvesteringer i 2025
3. At lånene optages med fast rente i lånenes løbetider
4. At de foreslåede beløb er rammer som justeres til de konstaterede investeringsbeløb når det endelige regnskab for 2025 er klar til behandling på BE26-1.
5. At forperson eller næstforperson i forening med den administrerende direktør bemyndiges til at slutforhandle lånebetingelserne og underskrive lånedokumenterne, når sagen er færdigbehandlet i bestyrelsen.

CTR's lånoptagelse til de årlige ordinære lån vedrører finansiering af de anlægsinvesteringer (materielle og immaterielle) som CTR har foretaget i 2025.

De løbende anlægsinvesteringer finansieres ved hjælp af en byggekredit i anlægsåret. Det efterfølgende år, når de samlede anlægsomkostninger er opgjort, optages de egentlige lån til finansiering af aktiviteterne. Denne måde at finansiere CTR's løbende omkostninger til anlægsinvesteringer sikrer CTR's likviditet. Lånoptag til de årlige ordinære lån vedrører i denne indstilling således anlægsaktiviteter foretaget i 2025.

### PROBLEMSTILLING

Anlægsprojekter i CTR har historisk set først været finansieret via CTR's likviditet og efterfølgende via lån, som optages året efter det foregående års realiserede omkostninger til anlægsprojekter. Normalt har denne praksis ikke givet likviditetsproblemer, så længe niveauet af anlægsaktiviteter mellem årene er nogenlunde ens samtidig med, at der hidtil har været den nødvendige likviditet i banken. CTR har også haft mulighed for at anvende byggekreditter ved fx større enkeltstående anlægsprojekter.

I en periode fra 2022 og frem opstod der dog stor usikkerhed om elprisen samt store brændselsprisstigninger, der var en udfordring for CTR's likviditet, og CTR har derfor siden 2022 optaget en byggekredit i starten af anlægsåret for derved at have hurtigere adgang til likviditet, end hvad der hidtil har været praksis. Af CTR's finansielle styringspolitik fremgår det, at netop et af de risikofelter, hvor CTR er eksponeret, er risikoen for manglende samtidighed mellem omkostninger og indtægter. Denne risiko er især stor i år med usikkerhed omkring stigende el- og brændselspriser. Risikoen håndteres ved, at materielle og immaterielle investeringer finansieres i anlægsåret via byggekredit og lånoptagelse i efterfølgende år.

Denne indstilling vedrører således lånoptagelse til finansiering af de materielle og immaterielle anlægsinvesteringer, der blev gennemført i 2025

### BAGGRUND

Byggecreditten for anlægsaktiviteter i 2025 blev godkendt i efteråret 2024. Den er bestemt af forventningerne til årets anlægsinvesteringer, som er en del af CTR's budget. CTR's budget godkendes af bestyrelsen på årets 3. bestyrelsesmøde i september. Her behandles den samlede rammebevilling for anlægssager, materielle og immaterielle anlægsprojekter. Rammebevillingen dækker over samlet 4 år, mens byggekreditten fastlægges på baggrund af forventningerne til det kommende års anlægsaktiviteter.

Rammerne for låntagning for 2025 er derfor allerede besluttet på tidligere bestyrelsesmøder, i forbindelse med det vedtagne budget for anlægssager, som er besluttet i september 2024 og godkendelsen af byggekreditten for 2025.

### **Årets anlægsinvesteringer i 2025**

Regnskabet for 2025 viser på nuværende tidspunkt, at der har være investeret 37 mio. kr. i materielle anlæg og 10 mio. kr. i immaterielle anlæg.

Byggecreditten for 2025 var på i alt 398 mio. kr., heraf

- 338 mio. kr. til materielle anlæg og
- 60 mio. kr. til immaterielle anlæg

Forskellen mellem byggekreditten og årets lån skyldes at byggekreditten udgør den maksimale ramme for forventede anlægsinvesteringer i året, og at der løbende sker forskydning af anlægsinvesteringer i anlægsbudgettet, som dækker 4 år.<sup>1</sup>

Optagelse af lån og byggekreditter kræver, at mindst seks bestyrelsesmedlemmer stemmer for jf. CTR's vedtægter. Hvis mindst ét medlem af bestyrelsen ønsker, at et lån eller byggekredit skal behandles to gange, kan det pågældende medlem kræve andenbehandling.

### **Om lån i KommuneKredit og statsstøtteregler**

Et lån i KommuneKredit indeholder støtte i form af en rentefordel, som KommuneKredit kan tilbyde deres låntagere, fordi de finansierer deres udlån ved at udstede obligationer, som kommunerne og regionerne hæfter for solidarisk for. Det betyder, at KommuneKredits obligationer er meget sikre og kan handles til lave renter i forhold til markedsrenterne.

Denne rentefordel, som gives videre til KommuneKredits låntagere, gør, at EU's statsstøtteregler er relevante i forhold til den konkrete låneanmodning. KommuneKredit skal derfor foretage en selvstændig statsstøttevurdering, inden de yder lånet.

Hvis de vurderer, at et lån til et fjernvarmeprojekt vil udgøre statsstøtte – fordi der er konkurrence på det pågældende område – anvender de EU's gruppefritagelsesregler, som giver mulighed for at yde lovlig statsstøtte til energieffektiv fjernvarme.

En betingelse for at anvende gruppefritagelsesreglerne er blandt andet, at lånet har "tilskyndelsesvirkning". Det vil sige, at støtten indeholdt i KommuneKredits lån har betydning for projektets gennemførelse. Derfor er det et krav, at KommuneKredit har modtaget låneanmodningen, før projektet påbegyndes, dvs., inden der indgås en bindende aftale med fx en entreprenør.

---

<sup>1</sup> Materielle anlæg: Den primære årsag til, at aktivitetsniveauet i 2025 var markant lavere end forventet er, at Dragør Kommune trådte ud CTR's planlagte fjernvarmeprojekt på Amager vedr. en integreret forsyning af Tårnby og Dragør.

## LØSNING/VURDERING

Der kan p.t. optages fast forrentede lån med de ønskede løbetider uden tilknyttede swapaftaler på følgende rentevilkår:

Fast rente i 10 år	2,33 % p.a.
Fast rente i 25 år	2,84 % p.a.

Proceduren for optagelse af lånene er, at bestyrelsen godkender følgende:

De rentesatser, som er oplyst ovenfor, er gældende ultimo februar 2026 og kan afvige som følge af markedsforholdene frem til optagelsesdagen.

Der foretages ikke risikoafdækning for renteændringer fra bestyrelsens endelige beslutning og frem til den forventede optagelsesdag.

Forperson eller næstforperson i forening med den administrerende direktør bemyndiges til at slutforhandle lånebetingelserne og underskrive lånedokumenterne.

Selve fremgangsmåden for låneoptag er i sin tid tilrettelagt med rådgivning fra Deloitte Financial Advisory. Der er i den konkrete situation ikke pligt til at afholde EU-udbud, idet lånene er obligati-  
onsbaserede og dermed er omfattet af undtagelsesbestemmelserne i udbudsdirektivet, Bek. nr. 937, bilag II, nr. 6.

## TIDLIGERE BESLUTNINGER

Bestyrelsen godkendte 1. behandling af byggekredit for 2025 på BE24-4 den 5. december 2024 og 2. behandlede byggekredit 2025 på BE25-1 d. 27. marts. 2025.  
Kontaktudvalget tiltrådte indstillingen 12-03-2026.

## VIDERE PROCES

Når sagen er færdigbehandlet i bestyrelsen, vil forperson eller næstforperson i forening med den administrerende direktør slutforhandle lånebetingelserne og underskrive lånedokumenterne.

Samtidig med optagelsen af de endelige lån for 2025 bliver byggekreditten, som har været optaget med henblik på at opretholde den nødvendige likviditet i anlægsåret, opsagt.

## BILAG

Nr. 12.1      Oversigt med anlæg i lånoptagelsen for 2025

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag 12.1

J.nr.: 200206/118055

Til dagsordenens punkt

Til: **BESLUTNING**

12

Punkt **B** Web **J****OVERSIGT OVER ANLÆG TIL LÅNOPTAGELSE 2025**

Nedenstående tabel viser årets anlægsinvesteringer i 2025. De samlede investeringer i henholdsvis materielle- og immaterielle anlæg danner grundlag for årets lånoptag i 2026.

Der er investeret totalt 37 mio. kr. i materielle anlæg og 10 mio. kr. i immaterielle anlæg.

Anlægsinvesteringer 2025 - grundlag for lån 2026		1.000 kr.
<b>Ledninger</b>		<b>4.507</b>
ANL 113	Klimatilpasning	22
ANL 145	Strk 130.12_opgradering af ventilationsanlæg	243
ANL 147	Str. 150_Flangeudskiftning	7.690
ANL 159	Sydamager_fjernvarmeudbygning	-3.998
ANL 161	Strk.165.15 Udskiftning af rørstykke	520
ANL 164	Sydamager_Transmissionsledning KLC2 til Ndr. Dragørvej	25
ANL 177	Ledningsomlægninger som konsekvens af METRO M5	6
<b>Produktionsanlæg</b>		<b>29.466</b>
ANL 87	PHC konvertering	2.150
ANL 106	FVC ombygning til grøn omstilling	24.911
ANL 142	GLC_Varmeakkumulator	695
ANL 143	NYC_Varmeakkumulator	880
ANL 160	Geotermi Interfaces	39
ANL 163	Gentofte 25 (35) MW havvandsvarmepumpe	292
ANL 175	Sydamager_Energicentral, Ugandavej	23
ANL 180	FVC - konvertering af 2 oliekedler til gaskedler	472
<b>Stationer</b>		<b>3.424</b>
ANL 138	Udskiftning af hovedafspærringshaner	1.800
ANL 139	Udskiftning af mekaniske og styrede kontraventiler	124
ANL 165	Sydamager_Pumpestation NDP	9
ANL 168	Trykhold_Standard	9
ANL 171	Udskiftning af stationsafspærringshaner (2025-2028)	6
ANL 179	Trykhold_etablering af kompressor og N2 anlæg - RYW+VGW	1.476
<b>IMMA</b>		<b>10.288</b>
AMV4	Forskellige anlæg	9.987
IMM037	Lynetten spildevandsvarmepumpe	301
Total	Materielle anlæg	37.397
Total	IMMA	10.288

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag 13

J.nr.: 200206/118056

Til dagsordenens punkt

13

Til: **BESLUTNING**

Punkt  B

Web  J

## EKSTRAORDINÆRT CO<sub>2</sub>-KVOTESALG SOM FØLGE AF NY LOVGIVNING

Denne sag skal sikre rammerne for den regnskabsmæssige og administrative behandling af CO<sub>2</sub>-kvoter i forbindelse med varmekøb 2025. For at CTR, ift. økonomi og kvotebeholdning, skal være stillet på samme måde som før en netop vedtaget lovændring, indebærer det salg af CO<sub>2</sub>-kvoter fra CTR's CO<sub>2</sub>-kvoteopsparing. Kvotesalg skal ifølge CTR's finansielle styringspolitik forelægges bestyrelsen til godkendelse.

### INDSTILLING

CTR's administration indstiller, at CTR's bestyrelse godkender,

1. At CTR kan sælge en mængde CO<sub>2</sub>-kvoter svarende til den mængde CO<sub>2</sub>-kvoter, som varmeleverandører har indregnet i varmeprisen for 2025 i stedet for den hidtil planlagte og lovbestemte vederlagsfri overførsel af kvotebeviser fra CTR til leverandøren.

### PROBLEMSTILLING

CO<sub>2</sub>-kvoter er en del af EU's kvotehandelssystem, hvor virksomheder, der udleder fossilt CO<sub>2</sub>, skal aflevere kvoter svarende til deres udledning. Formålet er, at *forureneren betaler*, og at der skabes økonomiske incitamenter til at reducere udledningerne over tid.

I fjernvarmesektoren gælder kvotesystemet for al varme produceret på fossile brændsler, dvs., at varmeproducenterne skal aflevere kvoter svarende til deres CO<sub>2</sub>-udledning. Når varmeproducenterne skal aflevere CO<sub>2</sub>-kvoter for deres udledning, dækker varmekøber (CTR) omkostningerne, da omkostningen til CO<sub>2</sub>-kvoter anses for at være en nødvendig omkostning.

CTR har en beholdning af såkaldte gratiskvoter. Gratiskvoter er CO<sub>2</sub>-kvoter, som virksomheder i EU's kvotesystem får tildelt uden betaling. Formålet med gratiskvoterne er bl.a. at undgå urimelige konkurrencevilkår i overgangen til et fuldt markedsbaseret kvotesystem. I praksis betyder det, at en del af den CO<sub>2</sub>-udledning, som varmeproducenter ellers skulle købe kvoter for, dækkes af disse gratis tildelinger.

CTR har primært fået tildelt gratiskvoter til biomassebaseret varmeproduktion. I tidligere kvoteperioder har Amagerværket og Avedøreværket modtaget gratiskvoter baseret på deres varmeproduktion, også selv om en væsentlig del af produktionen også tidligere er foregået med biomasse (som der ikke skal afleveres kvoter for). Det betyder, at CTR i nogle år har fået tildelt flere kvoter, end der efterfølgende har skullet afleveres. Dette har skabt den opsparing af kvoter, som CTR råder over i dag.

Når CTR hvert år skal dække omkostningerne for CO<sub>2</sub>-kvoter for fossil produktion hos varmeleverandører, har CTR hidtil årligt vederlagsfrit overført disse CO<sub>2</sub>-kvoter til leverandørerne i tråd med lovgivningen frem for at dække producentens omkostninger til kvoter. For 2025 er der disponeret kvoter fra CTR's kvoteopsparing til denne overførsel.

I december 2025 er der vedtaget en lovændring, der angiver, at ansvaret for at anskaffe kvoter ligger hos leverandøren – når det gælder, at alle akkumulerede gratiskvoter, der vedrører et givent anlæg, er forbrugt. For disse anlæg kan de nødvendige kvoter ikke længere overføres vederlagsfrit fra CTR som hidtil. Varmeproducenten skal i stedet indregne kvoterne i varmeprisen. Dette er tilfældet for en af CTR's store leverandører (ARC), som på den baggrund har indregnet kvoter i 2025-prisen. Det medfører en ikke budgetteret omkostning, og at CTR's kvoteopsparing ikke nedbringes som planlagt, medmindre CTR sælger et tilsvarende antal kvoter.

### LØSNING/VURDERING

Da Energistyrelsen ganske overraskende har angivet, at ændringerne gælder med bagudvirkende kraft for 2025, er både CTR, leverandører og øvrige parter i branchen i gang med at afklare, hvordan parterne skal håndtere det ift. revision og regnskaber. Et kvotesalg giver CTR mulighed for at håndtere ændringen – uden at det påvirker forbrugernes varmepris.

Hvis CTR sælger en tilsvarende mængde CO<sub>2</sub>-kvoter, er CTR og varmemeforbrugerne stillet på samme måde som før ændringen: Vi har hidtil overført kvoter vederlagsfrit til leverandørerne, men hvis leverandøren i stedet indregner omkostninger til et antal kvoter i prisen, og CTR sælger et tilsvarende antal kvoter mhp. at finansiere denne stigning i prisen, så vil kvotebeholdning og økonomi svare til den hidtidige praksis, under forudsætning af, at CTR kan sælge kvoter til cirka samme pris, som producenten har købt kvoter til.

*Eksempel: En varmeproducents CO<sub>2</sub>-udledning medfører, at producenten skal aflevere 100.000 CO<sub>2</sub>-kvoter til kvotesystemet.*

Håndtering efter tidligere praksis (gælder stadig for anlæg, for hvilke der fortsat er gratiskvoter i overskud akkumuleret set):	Håndtering efter fremtidig praksis:
<ul style="list-style-type: none"> <li>CTR overfører vederlagsfrit 100.000 gratiskvoter til producenten, som afleverer disse til kvotesystemet</li> <li>Producenten sender faktura til CTR. CTR betaler for varmen. CTR betaler ikke for kvoterne, da CTR selv har overført kvoterne til producenten.</li> <li>CTR's kvotebeholdning er nedbragt med 100.000 kvoter</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Producenten køber 100.000 gratiskvoter og afleverer disse til kvotesystemet.</li> <li>Producenten indregner omkostningen til de 100.000 kvoter i varmeprisen. CTR betaler for varmen. CTR betaler dermed også for kvoterne, som producenten har indregnet i varmeprisen.</li> <li>CTR sælger 100.000 kvoter og bruger indtægten til at finansiere betaling til varmeproducenten.</li> <li>CTR kvotebeholdning nedbringes dermed med 100.000 kvoter.</li> </ul>

### **POLITISK HANDLERUM**

Fjernvarmeselskaber må, jf. lovgivningen, kun opretholde en CO<sub>2</sub>-kvotebeholdning, hvis vi kan dokumentere et forventet forbrug af kvoterne. En prognose, der viser løbende nedbringelse af kvotebeholdningen, er derfor en forudsætning for, at CTR kan beholde en kvoteopsparing. Vi skal i prognoserne således vise, at vi forventer at bruge opsparingen til at "betale" for fremtidig fossil produktion og på den måde holde varmeprisen nede og holde den stabil i de kommende år. Det skyldes, at den værdi, som kvoterne repræsenterer, er varmemeforbrugernes – og hvis vi ikke har noget at bruge kvoterne til, så skal de sælges, så værdien kan komme tilbage til varmemeforbrugere.

CTR anbefaler derfor ikke en alternativ løsning, da vi iht. Varmeforsyningsloven og CTR's økonomi bør fastholde at nedbringe vores kvoteopsparing svarende til de kvoteomkostninger, der er ved driften i et givent år.

### **ØKONOMI**

Beslutningen er neutral for CTR og varmemeforbrugerne, fordi kvoter fra CTR's kvoteopsparing, som eller skulle overføres vederlagsfrit til producenter vedr. driften i 2025 i stedet sælges for at modsvare den kvoteomkostning, som producenter har indregnet i prisen.

CTR vil - for kvoterne vedrørende drift i 2025 - tilrettelægge kvotesalget, så risikoen for prisdifference ved forskelligt købs- hhv. salgstidspunkt minimeres.

Der er i skrivende stund tale om 104.500 kvoter til en værdi af ca. 66,3 mio. kr., som leverandøren har indregnet og hensat til i sit regnskab.

#### **TIDLIGERE BESLUTNINGER**

Bestyrelsen godkendte på bestyrelsesmøde i maj 2025, at CTR ikke skulle sælge kvoter frem til næste ordinære behandling af kvoteforvaltning på bestyrelsesmødet i maj 2026. Kontaktudvalget tiltrådte indstillingen 12-03-2026.

#### **VIDERE PROCES**

Næste behandling af kvoteforvaltning, herunder kvotesalg, er på møde 26-2 i maj 2026. Næste behandling af finansiel styringspolitik, herunder rammer for kvotehandel er på møde 26-4. Det skal aftales med leverandører, der overgår til den nye metode, hvordan kvoteomkostningen fremover indregnes i varmeprisen. Afklaringen af dette vil fortsætte i 2026.

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag 14.1

J.nr.: 200206/118058

Til dagsordenens punkt  
14

Til: ORIENTERING

Punkt  B  Web  J

---

## OVERSIGTSKORT – STRATEGISKE ANLÆGSPROJEKTER

# STRATEGISKE ANLÆGSPROJEKTER – GRØN OMSTILLING



## GLADSAXE SPIDSLASTCENTRAL TRANSFORMERVEJ

– VAK  
HVAD: 7.300 m<sup>3</sup> varmeakkumuleringstank  
FASE: Projektering og udbud  
TID: 2023-2027

## TINGHØJ, GLADSAXE

– DRIKKEVANDSVARMEPUMPE  
HVAD: 15 MW drikkevands-  
varmepumpe  
FASE: Idefase  
TID: 2026-2032

## UTTERSLEV VARMECENTRAL

– UDFASNING AF 40 MW OLIEKEDLER  
HVAD: Ny løsning  
FASE: Idefase  
TID: 2026-2030

## FREDERIKSBERG VARMECENTRAL

– ELKEDLER OG VAK  
HVAD: 2 x 50 MW elkedler  
2.500 m<sup>3</sup> varmeakkumuleringstank  
FASE: Projektering og udbud  
TID: 2023-2028

## FREDERIKSBERG VARMECENTRAL

– OMSTILLING TIL GAS  
HVAD: 2 x 50 MW gaskedler  
FASE: Forprojekt  
TID: 2025-2027

## FORSYNING AF TÅRNBY

– ENERGCENTRAL MM  
HVAD: Samlet ny løsning med  
decentral varmeproduktion  
FASE: Forprojekt  
TID: 2025-2029

## SKOVSHOVED HAVN – PAUSE

– HAVVANDSVARMEPUMPE  
HVAD: 35 MW havvandsvarmepumpe  
FASE: Pause, afventer dialog med  
myndigheder  
TID: Afklares

## SPIDSLASTCENTRAL HAGEDORNSVEJ

– VAK OG OMSTILLING TIL GAS  
HVAD: 5.000 m<sup>3</sup> varmeakkumuleringstank  
2 x 11 MW gaskedler  
FASE: Forprojekt  
TID: 2024-2028

## KØBENHAVNS LUFTHAVN SPIDSLASTCENTRAL

– OMSTILLING TIL GAS  
HVAD: 38 MW gaskedler  
FASE: Forprojekt  
TID: 2025-2028

### SIGNATURFORKLARING

- Transmissionsledning
- 🏭 Grundlastanlæg
- ▲ Spidslastanlæg – CTR
- ▲ Spidslastanlæg – Andre
- Vekslerstation

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag

14.2

J.nr.: 200206/118060

Til dagsordenens punkt

14

Til:

ORIENTERING

Punkt

B

Web

J

---

**ORIENTERING TIL BESTYRELSEN OM FREDERIKSBERG VARMECENTRAL, NYE ELKED-  
LER OG VARMELAGER**

# NYE ELKEDLER OG VARMELAGER

## HVAD GÅR DET UD PÅ?

CTR udskifter to oliekedler på Frederiksberg Varmecentral med to elkedler og etablerer et nyt varmelager på 2.500 m<sup>3</sup>.

Projektet understøtter CTR's mål om fossilfri fjernvarme og styrker forsyningssikkerheden i hovedstadsområdet.

### Tre centrale pointer:

- Giver grøn fjernvarme til op til 10.000 borgere på kolde vinterdage
- Reducerer brugen af olie
- Styrker forsyningssikkerhed og gør varmeproduktionen mere fleksibel

## HVAD SKAL DER SKE

- I første halvår 2026 finder følgende aktiviteter sted: Oliekedler bliver taget ned og fjernet. Nye elkedler bliver opsat. Der vil være ledningsomlægninger på parkeringsarealet. Det sker for at forberede området til det kommende varmelager. CTR vil også anlægge et rør og senere trække strøm på strækningen fra Lindevang Station til Stæhr Johansens Vej. Det sker for at kunne trække strøm til elkedlerne.
- Rambøll er totalrådgiver, og Sweco varetager opgaven med byggeledelse. Herudover er blandt andet leverandørerne Bravida, Inopower, P.Olesen og ND Svejs tilknyttet til specifikke entreprenøropgaver.
- CTR informerer og koordinerer løbende med Frederiksberg Forsyning om arbejdet.

## NØGLETAL OG EFFEKT

### 10.000 borgere får varme fra anlægget på kolde dage

Det nye varmelager og de to nye elkedler kan sikre varme til cirka 10.000 borgere på de kolde dage.

### Stor CO<sub>2</sub>-besparelse

Når anlægget er i drift, vil udledning af Co<sub>2</sub> og partikler være væsentligt mindre, fordi vi skifter fra olie til el og får mulighed for at lagre varmen. Det vil derfor også øge forsyningssikkerheden i området.

## TIDSLINJE

### 2025

- Vi nedbryder oliekedler
- Vi fjerner oliekedler
- Vi opsætter elkedler
- Vi lægger rør og opfører varmelager
- 2028: Anlæg står klar

### 2030



Lene Jensen  
Projektchef

 leje@ctr.dk

 30150726

## HVAD FORTÆLLER VI & HVORDAN?

CTR har en projektside på [CTR.dk](http://ctr.dk), der løbende vil give en status på arbejdet og dele nyheder om gennemførte eller kommende aktiviteter.

CTR har i januar 2026 udsendt et husstandsomdelt brev og et naboopslag til naboer på Stæhr Johansens Vej, Seedorffs Vænge samt dele af Dalgas Have, Nyelands Vej, Nordre Fasanvej. Opslagene til naboerne giver overordnet information om projektet samt information om de kommende aktiviteter. I marts vil CTR invitere naboer til et naboorienteringsmøde om projektet. CTR vil løbende opdatere naboer via hjemmesiden og gennem opslag, hvor der vil blive givet information om kommende arbejder eller en varsling. CTR har oprettet en nabomail, hvor naboer kan henvende sig og få svar på deres spørgsmål. CTR har siden efteråret 2025 modtaget tre henvendelser fra naboer vedrørende arbejdet.

CTR har fået taget billeder og udsendt en pressemeddelelse i forbindelse med, at de gamle oliekedler er blevet kranet ud.



*Illustrationen viser det nye varmelager ved Stæhr Johansens Vej. De nye elkedler er placeret indendørs.*

CTR's bestyrelsesmøde nr.:	2026/1	Dato:	12-03-2026
Bilag	14	J.nr.:	200206/118057
Til:	ORIENTERING	Til dagsordenens punkt	14
		Punkt	<input type="checkbox"/> B
		Web	<input type="checkbox"/> J

## STRATEGISKE CTR ANLÆGSPROJEKTER – FREMDRIFT OG TIDSPLAN

CTR har en portefølje af anlægsprojekter, der understøtter den grønne omstilling af fjernvarmesystemet i Hovedstadsområdet. Orienteringen har til formål at give bestyrelsen overblik over fremdriften i den samlede projektportefølje. Overblikket består af en kort skriftlig status og et oversigtskort.

### BAGGRUND

CTR's egne strategiske anlægsprojekter, der understøtter den grønne omstilling, er;

- Konvertering af to oliekedler til elkedler og opsætning af en varmeakkumuleringstank (VAK), Frederiksberg Varmecentral (FVC)
- Konvertering fra olie til gas på to kedler, Frederiksberg Varmecentral (FVC)
- Opsætning af varmeakkumuleringstank på Gladsaxe Spids- og reservelastcentral (GLC2)
- Opsætning af en varmeakkumuleringstank og omstilling fra olie til gas på Nybrovej Spids- og reservelastcentral (NYC)
- Opsætning af havvandsvarmepumpe på Skovshoved Havn<sup>1</sup>
- Energicentral Ugandavej, Tårnby – Elkedel og varmelager, samt forbindelse til geotermi og overskudsvarme
- Udskiftning fra olie til gas på to eller tre kedler på Spids- og reservelastcentralen Københavns Lufthavn (KLC2)
- Etablering af 15 MW drikkevandsvarmepumpe i Gladsaxe
- Ændring af oliekedlerne på Utterslev Spids- og reservelastcentral (UVC)

Orienteringen omfatter ikke de projekter, som HOFOR gennemfører i Københavns Kommune samt øvrige projekter, som gennemføres af eksterne parter, hvor CTR har immaterielle rettigheder.

### ORIENTERING

CTR har udarbejdet et oversigtskort, som viser CTR's strategiske anlægsprojekter. Kortet bliver opdateret i forbindelse med bestyrelsesmøderne og understøtter en regelmæssig kommunikation, der sikrer fælles viden om projekternes fremdrift og aktuel viden om, hvornår de enkelte projekter vil bidrage konkret til effektivering af CTR's strategiske målsætninger.

<sup>1</sup> Bemærk, politiske drøftelser i Gentofte udestår. Det er usikkert, om der er opbakning til placering af en varmepumpe i Skovshoved Havn i Gentoftes kommunalbestyrelse.

### Igangværende projekter

Navn på projekt	Aktuel fase	Forventet afslutning	Bemærkning (evt. risiko)
FVC – elkedler og VAK	Projektering og Udbud Gennemførelse	2028	50 % af entreprisekontrakter er underskrevet Energinet har oplyst, at den forventede dato for tilslutning (strøm) endnu ikke kan oplyses.
FVC - gas	Forprojekt Projektering og udbud igangsættes marts 2026 når bestyrelsen har godkendt faseskiftet jf. særskilt sag	2028	Evida (statsligt selskab, der leverer gas) har oplyst, at det er muligt at levere gas på Stæhr Johansens Vej, men har endnu ikke angivet tidsplan.
GLC2 - VAK	Projektering og Udbud	2027	Dialog med Energinet om risiko. Forudsætter at Radius (der ejer grunden) godkender lejeaftale.
NYC - VAK	Forprojekt	2028	Dialog med Gentofte Fjernvarme om tidsplan
Skovshoved Havn - Varmepumpe	Forprojekt	2030	Dialog med Gentofte Kommune om politisk behandling og tidsplan for myndighedsbehandling
Energicentral Ugandavej, Tårnby	Forprojekt	2029*	Indstilling til behandling på bestyrelsesmødet under punkt 3. *Tidsplan afhængig af Energinet/Radius, som endnu ikke har tilkendegivet et tidspunkt for nettilslutning.
KLC2	Forprojekt	2028	Forprojektet starter foråret 2026

### Projekter i idéfasen

Navn på projekt	Formål med undersøgelse af projekt
UVC	40 MW oliekedler (3 stk.). Idéfasen skal belyse, hvordan spids og reservecentralen kan gøres fossilfri.
Drikkevandsvarmepumpe, Gladsaxe	I Gladsaxe er en større drikkevandsindvinding. I idéfasen undersøges, om det er muligt at etablere en varmepumpe på 15 MW, som er baseret på flovet af drikkevand.

CTR vil ligeledes regelmæssigt udarbejde kommunikationsmateriale om de strategiske anlægsprojekter, som understøtter bestyrelsens mulighed for at bidrage til den strategiske kommunikation overfor interessenter fx kommunalbestyrelsen, kommunale administrationer og eksterne samarbejdspartnere. Denne gang vedlægges materiale om Frederiksberg Varmecentral (bilag 14.2).

### ØKONOMISKE KONSEKVENSER FOR CTR

Omkostninger til kommunikationsmateriale indgår i budgettet for de enkelte anlægsprojekter. Anlægsbudgettet styres i Planlægningsoverslaget, som bestyrelsen behandler hhv. på mødet i 1. og 3. kvartal.

## **BILAG**

14.1

Kort med strategiske anlægsprojekter

14.2

Orientering til bestyrelsen om Frederiksberg Varmecentral, nye elkedler og varmelager

CTR's bestyrelsesmøde nr.:	2026/1	Dato:	12-03-2026
Bilag	15	J.nr.:	200206/118062
Til:	REDEGØRELSE	Til dagsordenens punkt	15
		Punkt	<input type="checkbox"/> B <input type="checkbox"/> Web <input type="checkbox"/> J

---

## REDEGØRELSE OM SOCIALE KLAUSULER, ARBEJDSKLAUSULER OG KÆDEANSVAR

Bestyrelsen modtager efter ønske en årlig orientering om arbejdet med CTR's sociale klausuler. I redegørelsen oplyses om de kontrakter, som er omfattet af klausuler, de gennemførte kontroller og evt. opfølgende handlinger overfor leverandører.

### ÅRETS KONTROLLER 2025 OG FORVENTNING TIL 2026

CTR har siden vedtagelsen af bekendtgørelsen om brug af sociale klausuler i 2014 haft et bilag til alle kontrakter, der indeholder krav om danske løn- og arbejdsvilkår, samfundsansvar og praktik- og uddannelsespladser ved udbud over en vis størrelse. Det overordnede mål er opfyldelse af Konkurrence og Forbrugerstyrelsens vejledning for Sociale klausuler om uddannelses- og praktik-aftaler.

CTR har i 2025 ikke haft mistanke om afvigelse fra de aftalte sociale klausuler og arbejdsklausuler, eller modtaget henvendelser herom.

CTR har i 2025 indgået en samarbejdsaftale med Københavns Kommune om fælles indsats mod social dumping i Hovedstadsområdet. Det betyder, at København Kommunes indsatsteam kommer på kontrol på de større anlægsarbejder, som CTR gennemfører. Hvis der findes forhold, der skal undersøges nærmere, så varetager de sagsbehandling og indstiller til CTR, hvis der er forhold, der giver anledning til kontraktlig opfølgning, fx. bod eller tilsvarende.

Den største byggeplads i 2025 var Frederiksberg Varmecentral. Her gennemføres et anlægsarbejde, hvor to olikedler nedbrydes, to elkedler installeres, der bygges Varmeakkumuleringstank og installeres transformer med tilhørende elektriske højspændingsarbejder. Mellem Stæhr Johansens Vej og transformerstation Lindevang etableres et højspændingskabel. I 2025 er det kun nedbryderfirmaet P. Olesen, som har udført anlægsarbejde på Frederiksberg Varmecentral på Stæhr Johansens Vej. To medarbejdere fra Københavns Kommunes kontrolenhed har aflagt flere uanmeldte besøg på byggepladsen. Ved besøgene blev de relevante dokumenter gennemgået sammen med entreprenørens formand, og det blev konstateret, at alle forhold var i orden. Samlet set er besøgene forløbet uproblematisk, og der var fuld tilfredshed fra kontrolenhedens side.

CTR har opgjort omfanget af tjenesteydelser eller bygge- og anlæg i vores anlægsarbejder og vedligeholdelsesarbejder. I nedenstående tabel ses omfanget af aktivitet i 2025:

Type	Omfang 2025 mio. kr.	Entrepriser over 5 mio. kr.
Afhjælpende vedligehold	19,4 mio. kr.	Ingen
Forebyggende vedligehold	35,3 mio. kr.	Serviceaftaler med fjernvarmedistributionselskaberne (Frederiksberg Forsyning, HOFOR, Gentofte/Gladsaxe Fjernvarme)

Da vi ikke har haft entrepriser over 5 mio. kr. indenfor 'afhjælpende vedligehold', er der ikke udført kontrol på dette område.

Det forventes, at kontrol og kravoverholdelse vedr. sociale klausuler i de tre aftaler med Varmedistributionselskaberne udføres af det enkelte selskab.

## **BAGGRUND**

CTR har et paradigme, som gælder alle CTR's leverandører. Kravene kan opsummeres i tre dele;

### Krav om danske løn- og arbejdsvilkår (Arbejdsklausulen)

Arbejdsklausulen fastlægger bl.a., at arbejdstagere, der udfører bygge- og anlægsopgaver og tjenesteydelsesopgaver, skal sikres løn- og ansættelsesforhold, der ikke er mindre gunstige end dem, der gælder på den egn, hvor arbejdet udføres.

### Samfundsansvar

Ud over krav om danske arbejdsvilkår stiller CTR krav til samarbejdspartneres samfundsansvar, når konkrete opgaver udføres. Derfor forpligter leverandørerne sig ved opfyldelsen af kontrakten til at udvise samfundsansvar som formuleret i de konventioner, der ligger til grund for FN's 10 Global Compact-principper. Principperne i FN's Global Compact handler om: Menneskerettigheder, Arbejdstagerrettigheder, Miljø og Anti-korruption.

### Praktik- og uddannelsespladser

For opgaver, der har en varighed på 6 mdr. og derover, og hvor lønudgiften skønnes at være mindst 4 mio. kr., og/eller den samlede entreprise skønnes at være mindst 5 mio. kr., skal Leverandøren beskæftige mindst én praktikant for hver gang nævnte beløbsgrænser passerer.

I alle kontrakter omhandlende tjenesteydelser eller bygge- og anlæg medtages CTR's paradigme for sociale klausuler, som blev vedtaget af bestyrelsen i 2014 og senest opdateret i 2019.

Leverandørerne er forpligtiget til at opfylde de tre krav efter paradigmet for opfyldelsen af kontrakten. I relation til kædeansvar forpligter leverandøren sig ligeledes for underleverandørers varer, tjenesteydelser og bygge- og anlægsarbejder på samme måde som for egne forhold.

Hvis CTR anmoder skriftligt om det, er leverandøren forpligtet til at fremsende dokumentation for, at kravene er opfyldt ud fra en række detaljerede krav. Hvis CTR har en mistanke om overtrædelse, skal Leverandøren efter anmodning fremsende en fyldestgørende redegørelse. Leverandøren og CTR har desuden pligt til egenhændigt at orientere hinanden ved mistanke om manglende overholdelse af arbejdsklausulen.

CTR's kontrol omfatter ikke immaterielle projekter. Det er forudsætningen, at kontrol og kravoverholdelse vedr. sociale klausuler i immaterielle projekter påhviler anlægsansvarlige (HOFOR Energiproduktion, Ørsted, ARC).

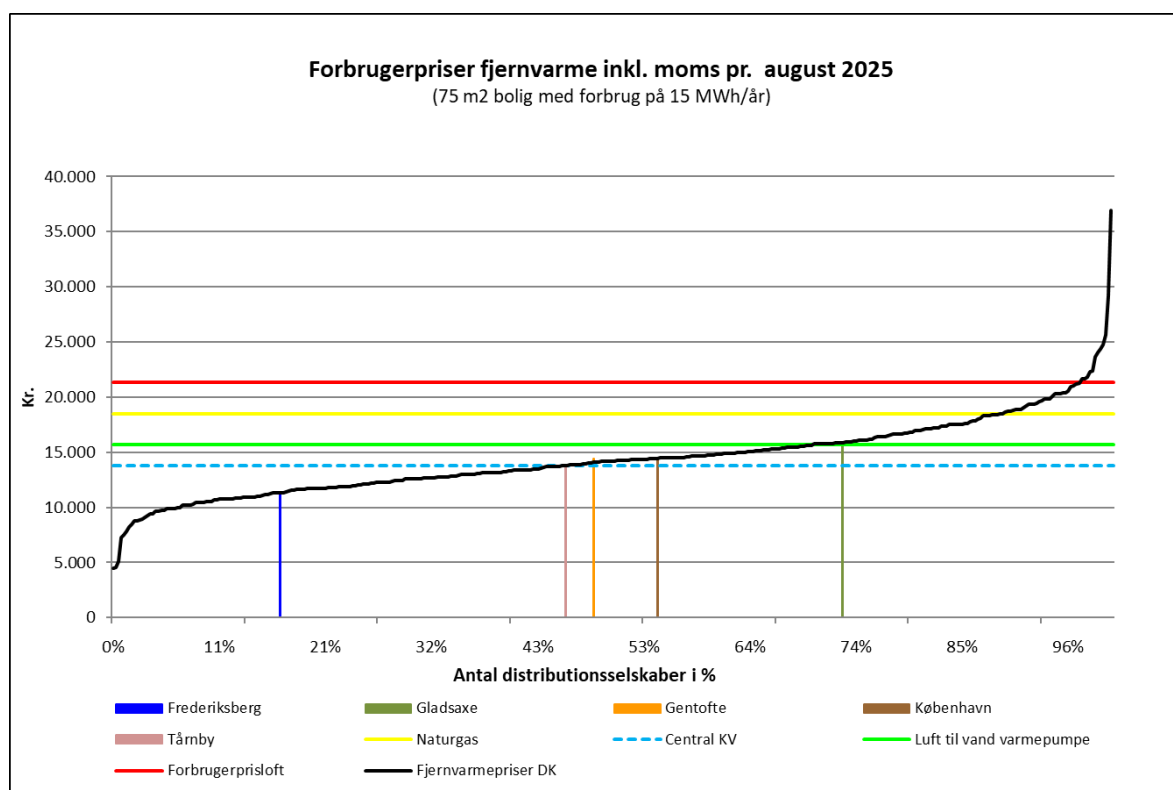
## ORIENTERING OM FORBRUGERPRISER 2025

Notatet har til formål at orientere om forbrugerpriserne i CTR's ejerkommuner i 2025 og 2026 samt det nye forbrugerprisloft. Bestyrelsen kan således se i orienteringen, hvordan kommunerne ligger i forhold til prisloftet og alternative varmeløsninger.

### BAGGRUND FOR ORIENTERING

CTR's kontaktudvalg og bestyrelse orienteres årligt om sammenligning af forbrugerpriser i de fem kommuner og prisudvikling i året før (bilag 16.2). Bilaget suppleres med bilag 16.1, som omhandler varmeprisen i et bredere perspektiv vedrørende indeværende år.

Der er i 2025 indført et forbrugerprisloft under Varmeforsyningsloven<sup>1</sup>. Forbrugerprisloftet for 2025 ligger på 395 kr./GJ svarende til 21.330 kr. pr. år for standardlejlighed på 75 m<sup>2</sup>. Det ses i figuren nedenfor, at slutbrugernes pris i alle CTR's fem ejerkommuner i 2025 lå under forbrugerprisloftet, og at varmeprisen i CTR's område desuden lå under prisen for varme fra gasfyr og individuel luft til vand varmepumpe.



Det ses, at varmeprisen i alle fem kommuner ligger under prisloftet i 2025.

<sup>1</sup> Formålet med prisloftet er at sikre gennemsigtighed og rimelige varmepriser. Hvis et fjernvarmeselskab ikke overholder prisloftet, kan forbrugerne i sidste ende få ret til at opsige deres tilslutnings- eller forblivelsespligt og dermed forlade fjernvarmen.

Selvom alle varmedistributionsselskaberne betaler den samme varmepris (kaldet puljeprisen) til CTR, varierer slutpriserne mellem kommunerne. Forskellene skyldes især lokale forhold som drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, forskelle i investeringer i ledningsnettet samt hvor mange forbrugere omkostningerne fordeles på. Det betyder, at varmeprisen for den enkelte forbruger kan være forskellig, selv når indkøbsprisen er ens.

Tallene uddybes i de vedlagte bilag.

#### **BILAG**

- 16.1 Orientering om forbrugerpriser 2025
- 16.2 Sammenligning af forbrugerpriser 2026

<b>CTR's bestyrelsesmøde nr.:</b>	<b>2026/1</b>	<b>Dato:</b>	<b>12-03-2026</b>
<b>Bilag</b>	<b>16.1</b>	<b>J.nr.:</b>	<b>200206/118064</b>
<b>Til:</b>	<b>ORIENTERING</b>	<b>Til dagsordenens punkt</b>	<b>16</b>
		<b>Punkt</b>	<b>B</b>
		<b>Web</b>	<b>J</b>

## **ORIENTERING OM FORBRUGERPRISER 2025**

Notatet har til formål at orientere om varmepriserne i CTR's ejerkommuner i 2025 og de forhold, der skaber forskelle mellem dem. Det ses af orienteringen, at lokale forskelle i distributionsnet, afskrivninger, forbrugertæthed og prisstrukturer påvirker slutbrugerprisen markant.

Der gives derfor en orientering om Forsyningstilsynets prisopgørelse, forbrugerprisloftet og de anvendte forudsætninger for sammenligning.

### **Varmeprisen hos forbrugerne i de enkelte CTR ejerkommuner i 2025**

Når CTR har solgt varmen til de lokale varmedistributionsselskaber, sendes den videre til forbrugerne via de lokale distributionsnet i aftagerkommunerne. Både sammensætningen af slutbrugere og prisstruktur for betaling af fjernvarmen er forskellig i de fem aftagerkommuner, hvilket er medvirkende til forskelle i varmepriserne. De lokale varmepriser afhænger af:

- Distributionsselskabernes afskrivningspolitik
- Indregning af tidligere års over- eller underskud i årets pris
- Forbrugertæthed – længere afstand mellem forbrugerne giver større varmetab i distributionsnettet
- Distributionsnettets alder og tilstand – ældre net betyder typisk højere omkostninger til drift og vedligeholdelse
- Øvrige leverandører – HOFOR køber ca. 35 % af sit varmeforbrug via egne aftaler med producenterne og ca. 65 % fra CTR.
- Ingen af forsyningernes afkølingstariffer er med i Forsyningstilsynets prisstatistik, derfor kan forholdet mellem de forskellige forsyninger godt være anderledes i den faktiske pris, da forbrugere køler forskelligt og afkølingstarifferne er opbygget forskelligt.

### **Forsyningstilsynets sammenligning af forbrugerpriser august 2025**

Forsyningstilsynet har udarbejdet en opgørelse over anmeldte fjernvarmepriser i hele Danmark i august 2025. Frederiksberg, Gladsaxe, Gentofte, Tårnby og København indgår i denne undersøgelse, og deres prismæssige placering i undersøgelsen er vist i figuren nedenfor.

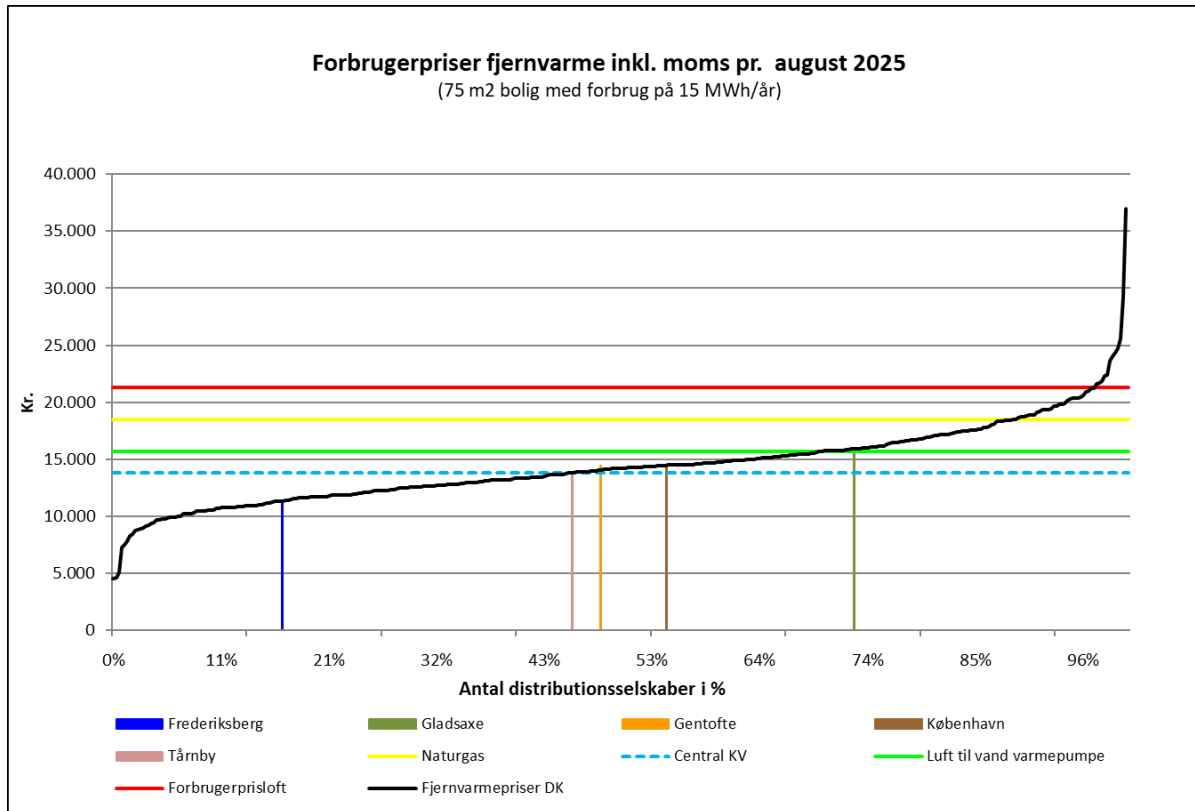
I figuren er prisfordelingen for distributionsselskaber i hele landet (ifølge Forsyningstilsynet) vist på den sorte kurve. Desuden er der vist en pris for forbrugere med individuel naturgas, en pris for individuel luft til vand varmepumpe og et gennemsnit for forbrugere i de store centrale kraftvarmeområder. Der er brugt et vægtet gennemsnit for Frederiksberg, der som de eneste af CTR's ejerkommuner indberetter en variabel månedspris.

Da der er kommet et nyt forbrugerprisloft for fjernvarme, er der i år tilføjet en linje, der viser det nye forbrugerprisloft for fjernvarme. Forbrugerprisloftet for 2025 ligger på 395 kr./GJ<sup>1</sup>, hvilket for en

<sup>1</sup> <https://ens.dk/forsyning-og-forbrug/forbrugerprisloft-paa-fjernvarme, Udmelding af forbrugerprisloft for fjernvarme 2026 | Forsyningstilsynet>

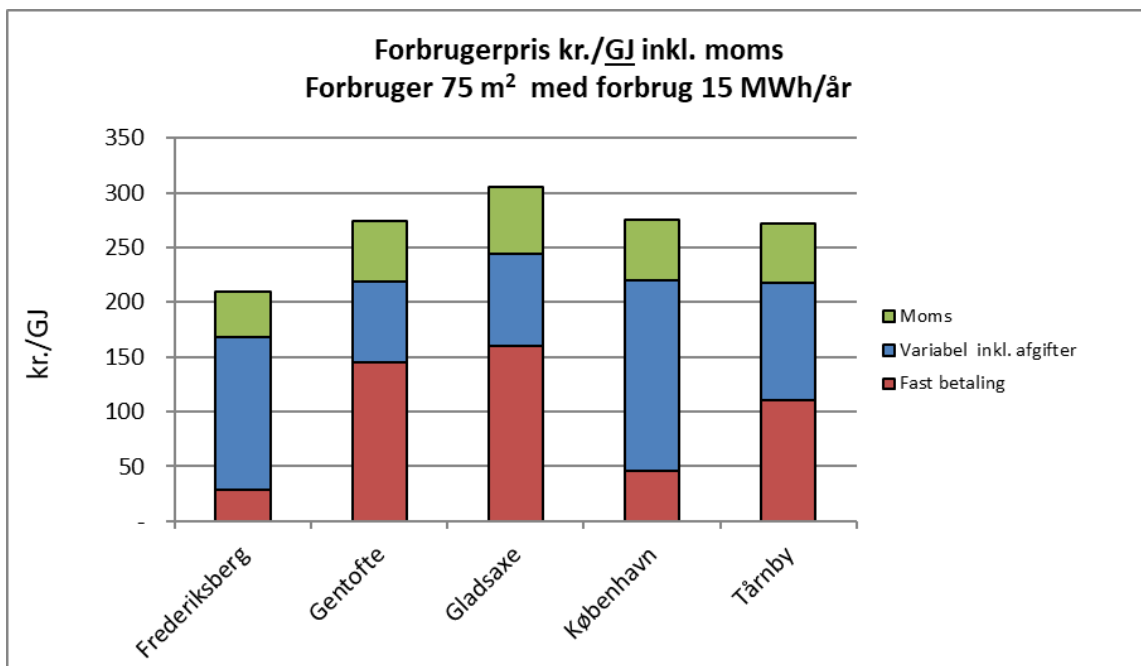
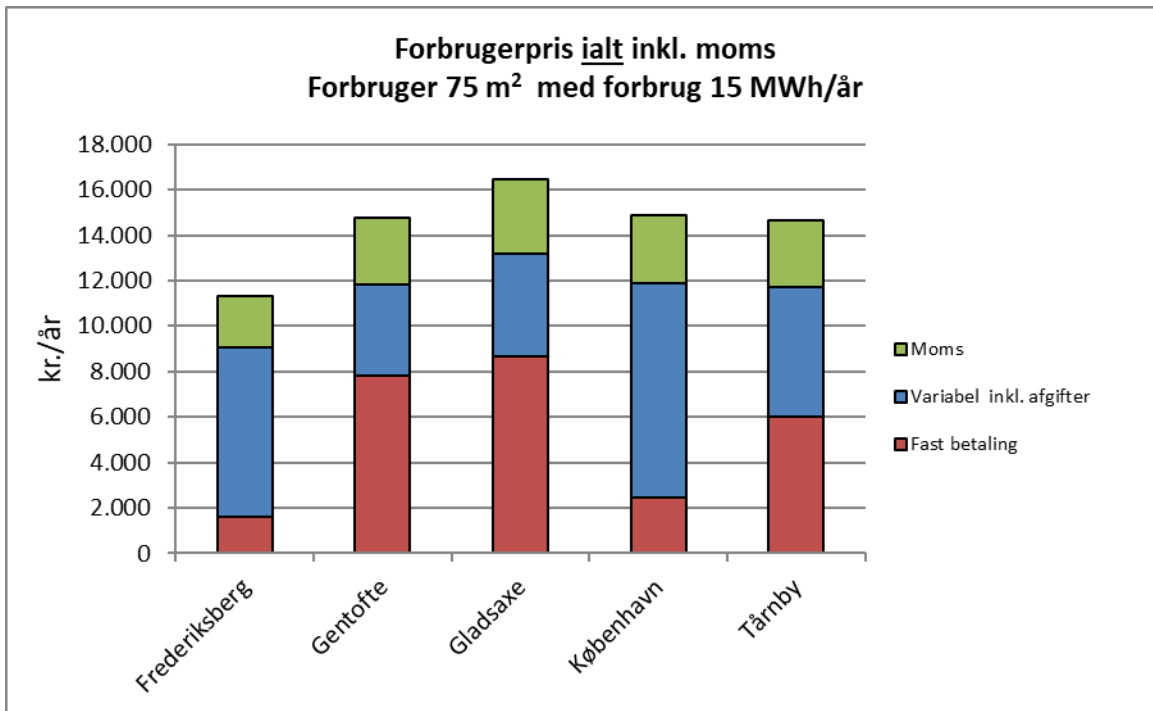
standardlejlighed på 75m<sup>2</sup> resulterer i en årlig varmeudgift på 21.330 kr. De 395 kr./GJ er baseret på en individuel varmepumpe med en pris 335,75 kr./GJ plus et politisk besluttet forsigtighedshensyn på 15 pct.

En sammenligning af distributionsselskaber afhænger meget af, hvilken type forbruger man kigger på, og hvilke forudsætninger der anvendes om varmekonsum og tilslutningsværdi. I figuren ses en sammenligning mellem en forbruger på 75 m<sup>2</sup> og et årligt forbrug på 15 MWh.



I figurene på næste side vises slutbrugerprisen i 2025 for en "standard" forbruger i kr. pr. GJ samt den totale omkostning for et år for samme forbruger (2025-priser).

Forbrugeren er en modelforbruger fastsat ud fra oplysninger fra forsyningsselskaberne om bygningsmasse, typisk årsforbrug, typisk tilslutningsværdi i Watt pr. m<sup>2</sup> boligareal og fordeling af forbrugerne på forskellige kategorier af etageejendomme.



Bemærk i øvrigt, at det har betydning for slutbrugerprisen, hvilken type ejendom man bor i, fordi man i etageejendomme typisk har én forbrugsmåler og derfor deles om målerabonnementet, som indgår i den faste betaling i nogle af kommunerne: Jo flere lejligheder i en ejendom, jo flere er man om at dele betalingen for målerabonnementet.

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag 16.2

J.nr.: 200206/118065

Til dagsordenens punkt  
16

Til: ORIENTERING

Punkt  B  Web  J

---

## SAMMENLIGNING AF FORBRUGERPRISER 2026

Notatet har til formål at orientere om prissammenligningen for varme i 2026 på tværs af CTR's fem ejerkommuner, hvor prisudviklingen varierer betydeligt mellem kommunerne og påvirker både forbrugere og den samlede vurdering af tarifstrukturen.

Der gives derfor en orientering om de centrale forudsætninger og ændringer i tilslutningsafgift, faste og variable afgifter samt afkølingstarif.

### ORIENTERING

Sammenligningen for 2026 er foretaget på baggrund af tilslutningsafgift, fast afgift og variabel afgift. Prisen for en standard CTR-forbruger er beregnet på samme måde som for en standardforbruger i Forsyningstilsynets opgørelser.

Prissammenligningen for 2026 viser, at København Kommune i 2026 har den højeste varmepris af de fem kommuner. Frederiksberg den billigste. Vi ser en stigning i varmeprisen i alle kommuner dog især i Gentofte, Gladsaxe og Tårnby.

I dette notat gennemgås prissammenligningens forudsætninger.

#### Tilslutningsafgift

Frederiksberg og København fastholder tilslutningsafgiften i forhold til 2025, hvor vi ser en lille stigning på ca. 3 % i Gentofte og Gladsaxe, samt en lille stigning i Tårnby på 1 %.

#### Fast afgift

Frederiksberg fastholder den samme faste afgift i forhold til 2025, hvor vi kan se en stigning i Gentofte med ca. 11 %, Gladsaxe med ca. 0,6 %, Tårnby med ca. 13 % og København med ca. 3 %.

#### Variabel afgift

Den variable afgift stiger i København med ca. 3%. I de øvrige fire kommuner er den variable afgift faldet. I Frederiksberg er det ca. 3 %, Gentofte ca. 20 %, Gladsaxe ca. 1 % og Tårnby ca. 1,5 %.

#### Afkølingstarif

Afkølingstariffen har en lille stigning på ca. 3 % i København. På Frederiksberg, Gentofte, Gladsaxe og i Tårnby fastholdes satsen fra 2025.

#### Betaling

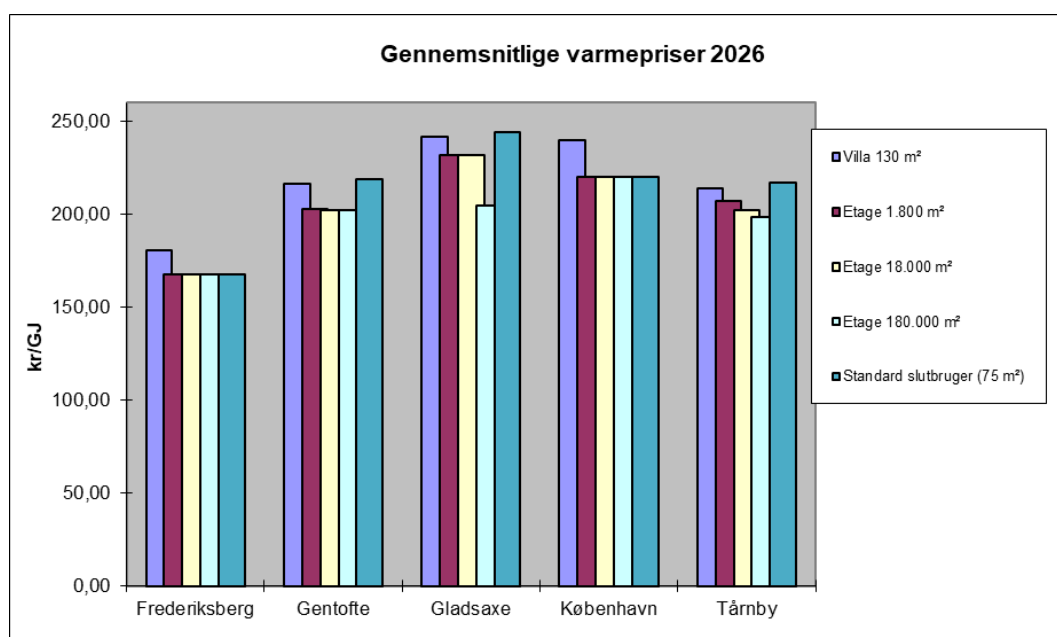
Alle fem selskaber opkræver et aconto beløb svarende til det forventede forbrug.

## Prissammenligning

Figurerne nedenfor viser de nye priser for 2026 samt sammenligningen mellem typiske forbrugere i de enkelte kommuner.

Gentofte, Gladsaxe og Tårnby kommuner har alle en tarifsammensætning, som giver store forbrugere som store etageejendomme en mængderabat, og derefter en stigende pris des mindre en bygning der tilsluttes helt ned til villaer. I København og Frederiksberg er villaen dyrest i varme, med en lavere GJ pris for etageejendomme, uanset størrelsen på dem.

Endelig er der beregnet en årlig slutbrugerbetaling for en række standardbygninger. En villa, tre forskellige størrelser store etageejendomme og til sidst en repræsentativ "CTR-bolig" på 75m<sup>2</sup> og et varmeforbrug på 15 MWh. For en CTR-bolig, ligger den årlige slutbrugerbetaling i 2026 i kommunerne fra 9.066 til 11.891 kr. pr. år. ekskl. moms.



## Tariffer 2026

Alle tariffer er i kr. eksklusive moms, men inklusive energi- og miljøafgifter

Kommune	Frederiksberg	Gentofte	Gladsaxe	København	Tårnby
Administrationsbidrag pr år		914,4	685,81		790,39 - 15.807,76**
Fast bidrag pr.					
- m <sup>2</sup>	21,00				
- kW				223,76	
- GJ, Op til 5.000 GJ		127,86	147,60		96,30
- GJ, 5.001 GJ til 20.000 GJ		127,86	147,60		94,30
- GJ, Over 20.000 GJ*		127,86	115,13		91,30
Variabel bidrag pr GJ	138,72	74,30	83,88	174,61	106,25

	Areal, kvm	GJ/år	Rør tilslutning DN	pris
--	------------	-------	--------------------	------

Standard CTR	75,00	54,00	15	kr. 790
Standard FSTS	75,00	54,00	15	kr. 790
Villa	180,00	94,50	15	kr. 790
Etage 1,8	1.800,00	720,00	65	kr. 5.796
Etage 18	18.000,00	7.200,00	80 - 100	kr. 7.535
Etage 180	180.000,00	72.000,00	Over 150	kr. 15.808

Kilde: Distributionsselskabernes hjemmesider

## Incitamentsafgifter 2026

Alle afgifter er eksklusive moms, men inklusive energi- og miljøafgifter.

Kommune	Frederiksberg	Gentofte	Gladsaxe	København	Tårnby
Afkøling	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Grænser før tarif udløses	Ingen	Ingen	Ingen	> +/- 5 grader	+/- 2 grader
Normeret afkøling, grader				30 grader	35 grader
Normeret lav temperatur afkøling				25 grader	
Maks returtemperatur	50 °C	42 °C	42 °C		
Bonus, kr./GJ pr. °C		1,11	0,89	1,40	1,10
Afgift, kr./GJ pr. °C	1,18	1,11	0,89	1,40	1,10
Fremløbstemperatur	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej

## Årlige omkostninger pr. forbruger, kr.

Kommune	Frederiksberg	Gentofte	Gladsaxe	København	Tårnby
Villa 130 m <sup>2</sup>	11.769	14.087	15.769	15.644	13.948
Etage 1.800 m <sup>2</sup>	217.587	262.914	300.684	285.372	268.301
Etage 18.000 m <sup>2</sup>	2.175.869	2.620.908	3.000.667	2.853.723	2.616.663
Etage 180.000 m <sup>2</sup>	21.758.688	26.200.850	26.493.734	28.537.226	25.688.288
Standard slutbruger (75 m <sup>2</sup> )	9.066	11.831	13.186	11.891	11.728

## Gennemsnit, kr./GJ

Kommune	Frederiksberg	Gentofte	Gladsaxe	København	Tårnby
Villa 130 m <sup>2</sup>	180,62	216,19	242,01	240,09	214,06
Etage 1.800 m <sup>2</sup>	167,89	202,87	232,01	220,19	207,02
Etage 18.000 m <sup>2</sup>	167,89	202,23	231,53	220,19	201,90
Etage 180.000 m <sup>2</sup>	167,89	202,17	204,43	220,19	198,21
<b>Standard slutbruger (75 m<sup>2</sup>)</b>	<b>167,89</b>	<b>219,09</b>	<b>244,18</b>	<b>220,19</b>	<b>217,19</b>

CTR's bestyrelsesmøde nr.:	2026/1	Dato:	12-03-2026
Bilag	19	J.nr.:	200206/118070
Til:	ORIENTERING	Til dagsordenens punkt	19
		Punkt	<input type="checkbox"/> B
		Web	<input type="checkbox"/> J

---

## STATUS PÅ LEJEAFTALER, GRUNDKØB, SERVIDITSAGER, SKADER OG FLYTNING AF INSTALLATIONER

Denne orientering giver bestyrelsen mulighed for at holde sig orienteret om aktuelle ændringer vedr. CTR's juridiske rettigheder i form af deklamationer, køb af arealer eller lejeaftaler. Ændringer skyldes oftest, at samarbejdspartnere ønsker, at CTR's rettigheder justeres eller ændres i forbindelse med tredjemands konkrete projekter.

### Nye servitutter og behov for rettigheder

Frederiksberg Varmecentral skal forsynes med et 132 kV elkabel, som lægges fra Energinets transformerstation Lindevang til Frederiksberg Varmecentral på Stæhr Johansens Vej. Størsteparten af elkablet lægges i offentlig vej og følger det såkaldte gæsteprincip. Det betyder, at CTR skal finansiere en eventuel omlægning af kablet, hvis Frederiksberg Kommune begrundes dette i ændringer af vejanlægget. Kablet lægges desuden under Metroen og på to private matrikler nord for Metroen. Under metroen indgås aftale med Metroselskabet om standardvilkår. På de to private matrikler ligger elkablet på gæsteprincipet, og det skal omlægges, hvis grundejerne ønsker at foretage væsentlige ændringer i deres anvendelse af matriklerne. Kablet lægges tæt ved skel mellem to ejendomme, og der er som udgangspunkt ikke mulighed for, at arealerne kan bebygges, og dermed kun lav risiko for, at CTR på et senere tidspunkt skal flytte den del af kablet, der ligger i de private matrikler.

På bestyrelsesmødet forelægges som punkt 20 særskilt sag om udsættelse af tilbagekøbsklausul vedr. spidslastcentral på Bellahøj (UVC).

CTR's bestyrelsesmøde nr.: 2026/1

Dato: 12-03-2026

Bilag

20

J.nr.: 200206/118071

Til dagsordenens punkt

20

Til: **BESLUTNING**

Punkt  B

Web  J

## UDSÆTTELSE AF TILBAGEKØBSKLAUSUL AF SPIDSLASTCENTRAL PÅ BELLAHØJ (ANDENBEHANDLING)

Formålet med denne indstilling er at afklare, om CTR skal fastholde beslutningen om at udskyde tilbagekøbsklausulen for spidslastcentralen på Bellahøj til 2060. Sagen er vigtig, fordi tilbagekøbsklausulen giver Københavns Kommune ret til at overtage ejendom og grund i 2030, hvilket kan udfordre CTR's forsyningssikkerhed og medføre markant højere omkostninger ved alternativ placering af kapacitet. En udskydelse giver CTR mulighed for at fortsætte driften fra spidslastcentralen efter 2030.

### INDSTILLING

CTR's administration indstiller, at CTR's bestyrelse andenbehandler og godkender,

1. At CTR betaler 1.084.726 kr. for udskydelse af tilbagekøbsklausulen til 2060, så centralen kan konverteres fra olie til fx el og være i drift efter 2030
2. At beløbet finansieres via budgettet for grundkøb og servitutter i godkendt planlægningsoverslag.

### PROBLEMSTILLING

Københavns Kommune har 10. februar 2025 varslet et tilbagekøb af grunden, hvorpå spidslastcentralen på Bellahøj er beliggende. Der er dog mulighed for at frikøbe eller udskyde tilbagekøbsretten mod betaling.



CTR's spidslastcentral er placeret ved Bellahøj i en kælder under et parkeringsareal. I 1950'erne da arealet, hvorpå CTR har sin spidslastcentral liggende, blev solgt til boligforeningen (FSB), blev der indført en tilbagekøbsklausul, som medfører, at Københavns kommune i 2030 med 5 års varsel, kan tilbagekøbe grund og ejendom for nul kr. Tilbagekøbsklausulen blev overført til CTR, da CTR i 1997 overtog ejendommen fra FSB.

Bestyrelsen skal, jf. CTR's vedtægter, godkende grundkøb ved første- og andenbehandling. CTR's administration vurderer, at udskydelsen af en tilbagekøbsklausul er at sidestille med grundkøb, og at denne sag derfor skal behandles to gange. Førstebehandling fandt sted i 2025, hvor

bestyrelsen besluttede, at CTR skal betale for en udskydelse af tilbagekøbsklausulen til 2060. Den siddende bestyrelse skal confirmere eller afvise den tidligere bestyrelses beslutning.

### LØSNING/VURDERING

CTR har efter anmodning modtaget et tilbud på frikøb eller udskydelse af tilbagekøbsretten. Centralen er oliefyret og skal på sigt ombygges til fossilfri produktion. Med de nuværende planer og forventning til produktionskapacitet har vi brug for spids- og reservelast i området.

### ØKONOMI

Markedsværdien er vurderet til 5,3 mio. kr. heraf en grundværdi på 5,1 mio. kr.

Beregning af frikøb og udskydelse består af tre elementer: Vurderingen, antal år frikøbet eller udskydelsen er dækkende, samt en kalkulationsrente (0,8 %), som er fastsat af Københavns kommune.

	Beløb i kr.	Tinglysningsafgift	I alt kr.
Frikøb	5.092.995	0	<b>5.092.995</b>
Udskydelse til år 2095	2.058.834	1.850	<b>2.060.684</b>
Udskydelse til år 2060	1.082.876	1.850	<b>1.084.726</b>
Udskydelse til år 2057	985.861	1.850	<b>987.711</b>
Udskydelse til år 2050	750.267	1.850	<b>752.117</b>

### POLITISK HANDLERUM

Bestyrelsen kan beslutte et andet antal års for udskydelsen, et fuldstændig frikøb eller undlade at frikøbe eller udskyde.

Et alternativ kunne være at lade Københavns Kommune overtage grund og bygninger i 2030 og etablere elkedler andet sted. En umiddelbar forventning er dog, at det vil indebære langt højere omkostninger, da grunde til industrielle formål er meget begrænset i København.

En fuldstændig nedlæggelse af spidslastcentralen i 2030 vil udfordre CTR's forsyningssikkerhed. Hvis beslutningen udskydes, vil omkostningen stige jo nærmere vi kommer 2030.

### TIDLIGERE BESLUTNINGER

Bestyrelsen godkendte ved førstebehandling af denne sag en udskydelse til 2060 på bestyrelsesmøde den 28. maj 2025.

Kontaktudvalget tiltrådte indstillingen 12-03-2026.

### VIDERE PROCES

Hvis indstillingen godkendes, overføres beløbet til Københavns kommune senest den 31. marts 2026.