



# Fremtidens fjernvarme i Næstved By

2020 - 2030



Januar 2020

Udarbejdet af:

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

Bestilt i samarbejde mellem  
Næstved Kommune  
AffaldPlus  
Næstved Fjernvarme

Credit: Forsidebillede af Arkitekturfotograf Jens Markus Lindhe, AffaldPlus' affaldsforbrændingsanlæg.

# Indhold

<b>Forord</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Sammenfatning og konklusioner</b> .....	<b>7</b>
1.1 Opmærksomhedspunkter .....	13
<b>2 Indledning og baggrund</b> .....	<b>14</b>
2.1 Analysens formål .....	15
<b>3 Tendenser indenfor fjernvarme og affald</b> .....	<b>16</b>
3.1 Fokus på brændselsfri fjernvarme.....	16
3.2 Fra affald til resurse – øget fokus på cirkulær økonomi.....	17
<b>4 Varmeforsyning af Næstved By</b> .....	<b>20</b>
4.1 Fjernvarmeforsyning i dag .....	20
4.2 Projekt for udvidelse af fjernvarmegrundlaget .....	22
4.3 Økonomiske forhold for Næstved Affaldsenergi.....	24
<b>5 Analyse af fremtidens fjernvarmeforsyning</b> .....	<b>30</b>
5.1 Analyse af omkostninger til fjernvarmeforsyning .....	30
5.2 Økonomi i udvidelse af fjernvarmeforsyning vs. individuel opvarmning .....	38
5.3 Konsekvenser af nye klimamål .....	47
5.4 CO <sub>2</sub> påvirkningen i scenarierne .....	49
5.5 Forslået videre analyse.....	50
<b>A. Bilag – Data og analyser</b> .....	<b>52</b>
A.1 Teknologidata for individuelle opvarmningsformer.....	52
A.2 Teknologidata for fjernvarme løsninger .....	56
A.3 Elpriser .....	57
A.4 CO <sub>2</sub> kvoter.....	60
A.5 Tekniske og økonomiske forhold ved Næstved Affaldsenergi .....	61

A.6 Analyse af produktionsomkostninger som funktion af driftstimer og affaldspris .....	66
<b>B. Bilag - Rammer for affaldssektoren .....</b>	<b>71</b>
Affaldsafgifter og tilskud .....	74
Ressource- og affaldshåndtering nationalt .....	75
Affaldsplan for Næstved Kommune 2014-2024.....	75
Muligheder for CO2 reduktion ved affaldsforbrænding .....	76
Det internationale marked for forbrændingseget affald .....	77
Det danske marked for forbrændingseget affald.....	78
Mængder og priser på importaffald mod 2035 .....	80

## Forord

Denne fjernvarmeanalyse giver et bud på udviklingen af fremtidens fjernvarme i Næstved By.

Fjernvarmeanalysen er lavet på baggrund af en fælles bestilling fra Næstved Kommune, AffaldPlus og Næstved Fjernvarme og er et konkret bud på hvilke muligheder, der ligger for udviklingen af varmeproduktionen og fjernvarmeudvidelser.

Analysen vil danne grundlag for fremtidig dialog omkring mulighederne for produktionsinvesteringerne, fjernvarmekonverteringer og varmeforsyning generelt og vil danne grundlag for en opdatering af kommunens varmeplan i løbet af 2020.

### Baggrund

I foråret 2018 inviterede Næstved Byråd bestyrelserne i AffaldPlus og Næstved Fjernvarme, til et politisk fælles på Rønnebæksholm om samarbejde, fremtidens varmeforsyning og fjernvarmeproduktion i Næstved By. Efterfølgende resulterede mødet i en politisk forventning, om at der skulle arbejdes for at danne en fælles forståelse for retning af den fremtidige fjernvarme i Næstved By dermed blev arbejdet med denne analyse igangsat med henblik på at danne et teknisk økonomisk grundlag for ny dialog mellem fjernvarmeaktørerne og mellem kommunen og fjernvarmeaktørerne. Denne analyse er første skridt i dialogen omkring, hvordan fjernvarme udviklingen ser ud de næste 10 til 20 år.

### Indhold

Analysens indhold afspejler hvilke retningsgivende elementer, der vil være afgørende for, hvor de samfundsøkonomiske tendenser peger hen. Fjernvarmeproduktionen i Næstved By er på nuværende tidspunkt er baseret næsten 100% på affaldsenergi, og derfor indkredser analysen blandt andet, hvordan det danske og internationale affaldsmarked vil udvikle sig.

Analysen ser på eventuelle alternativer, der kan erstatte affaldsvarme helt eller delvist, set i lyset af de nationale politiske ønsker om mere cirkulær økonomi og fjernvarmebranchens ide om en fremtid med "askefri" fjernvarmeproduktion.

Analysen gennemgår detaljeret hvilken betydning en hel eller delvis omstilling fra affaldsenergi til store eldrevne varmepumper, vel vidende at affald i

kommunerne skal bortskaffes, og at der eksisterer et internationalt affaldsmarked.

Analysen indeholder en række interessante teknisk økonomiske scenarier, der kan danne grundlag for den videre dialog mellem parterne.

Analysen skal udelukkende ses som et redskab for parterne til at fortsætte dialogen omkring fremtidens fjernvarme og med plads til politisk handlerum individuelt i byråd og selskabernes bestyrelser.

#### Opfølgning

Som analysen viser, er fjernvarme konkurrencedygtig og attraktiv for byens fjernvarmeforbrugere, både med affaldsenergi og varmepumper, og der er stadig god økonomi i at udvide fjernvarmeområdet.

Analysen påpeger også, at der god grund til løbende at holde sig orienteret på energi- og affaldsmarkedets udvikling. Ingen kan med sikkerhed vide hvordan fremtiden ser ud og derfor er det nødvendigt, at man i en bredere kreds, løbende sørger for dialogen om fjernvarmeproduktion og holder sig opdateret for tendenser i markedsudviklingen.

Analysen danner grundlag for, at man i den kommende varmeplan 2020, kigger på om det er realistisk at fjernvarme skal dække 90 % af byens varmegrundlag, der er målsætningen i varmeplanen fra 2010.

Konklusionerne i analysen gør det meningsfuldt at følge rapporten op med en samarbejdsaftale imellem parterne, med det formål at etablere en dialog, på flere niveauer, hvor man løbende kan drøfte udvikling og have dialog om udviklingen i fjernvarmen i Næstved By.

Analysen følges derfor op med, at kommunen inviterer AffaldPlus og Næstved Fjernvarme til fælles møde, hvor rapporten bliver præsenteret, og hvor der samtidig fremlægges et forslag til, hvordan samarbejdet og dialogen kan kvalificeres.

# 1 Sammenfatning og konklusioner

## **Hovedkonklusion**

*Analysen viser, at det selskabsøkonomisk vil være en robust investering at udvide fjernvarmeforsyningen i Næstved By. Med nuværende modtagegebyrer for affald til energiudnyttelse kan der samlet set billigt produceres mere fjernvarme. Den konkrete omkostningsfordeling mellem Næstved Fjernvarme og AffaldPlus er ikke vurderet.*

*Såfremt affaldsmarkedet udvikler sig i en retning, hvor det ikke kan betale sig at reinvestere i eksisterende affaldskedler, vil store varmepumper helt eller delvis kunne erstatte affaldskraftvarme. I dette scenarie vil fjernvarmeprisen være økonomisk på niveau med individuel opvarmning baseret på varmepumper eller naturgasopvarmning.*

*Udvidelse af fjernvarmeforsyningen giver endvidere grundlag for en hurtig reduktion af naturgasforbruget og udledningerne i Næstved. Dog er fjernvarme baseret på affaldsforbrænding ikke en CO<sub>2</sub>-neutral energikilde. Dansk Affaldsforening har fremlagt et udspil for CO<sub>2</sub> neutral affaldsenergi i 2030, hvor udsortering af plastik og CO<sub>2</sub> fangst i røggassen er hovedelementerne.*

## Indledning

Energi- og affaldssektorerne er i disse år i en brydningstid, drevet af stærke politiske klimamålsætninger og en kraftig teknologiudvikling. 195 lande, deriblandt Danmark, har underskrevet Paris-aftalen, hvor de forpligter sig til at modvirke den globale opvarmning ved at holde den globale temperaturstigning under 2° C, og stræbe mod en temperaturstigning på kun 1,5°. Samtidigt er der de senere år sket dramatiske fald i prisen på solceller, vindmøller og batterier, der gør VE-el mere konkurrencedygtig.

I december 2019 indgik Regeringen (Socialdemokratiet), Venstre, Dansk Folkeparti, Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti, Enhedslisten og Det Konservative Folkeparti aftale om en bindende klimalov med det mål, at udledningen af drivhusgasser i Danmark skal reduceres med 70 % i 2030 sammenlignet med 1990. Senest i 2050 er målet, at Danmark bliver klimaneutral. Den 10. januar 2020 blev det udmøntende forslag til Klimalov sendt i høring.

## Formålet med analysen

Formålet med denne analyse er at undersøge, hvordan Næstved by fremadrettet sikres en billig, miljøvenlig og fremtidssikret varme.

Da den nuværende fjernvarmeforsyning er næsten 100 % baseret på affaldsvarme har de fremtidige rammer for affaldssektoren og de økonomiske forhold på AffaldPlus anlæg stor betydning for analysens resultater. Analysen leverer derfor også input til dialogen om affaldets fremtid i fjernvarmeproduktionen.

#### Varmeforsyning af Næstved By

I Næstved by er varmeforsyningen udlagt til fjernvarme og naturgas. Fjernvarme dækker godt 52% af byens varmebehov, primært i byens centrum, mens naturgas står for størstedelen af den resterende varmeforsyning.

Næsten al fjernvarmen, 98 %, er affaldsvarme, som leveres fra AffaldPlus' affaldsenergianlæg på Ydernæs syd for Næstved By. Den resterende varme leveres fra naturgaskedler, som ejes af Næstved Fjernvarme.

Den nuværende varmeplan fra 2010 indeholder en målsætning om 90 % fjernvarmedækning i Næstved By i 2030. I 2017 har Næstved Fjernvarme indsendt et projektforslag om konvertering af 90% af 1.514 naturgas/olieboliger, 90% af 266 mellemstore kunder, samt 22 primære kunder/etageboliger til fjernvarme, hvilket vil øge fjernvarmeafsætningen med ca. 45.000 MWh og fjernvarmedækningen i Næstved By til ca. 62 %. Kommunens godkendelse af projektforslaget er i november 2019 blevet stadfæstet af Energiklagenævnet.

#### Drive mod brændselsfri varme

I fjernvarmesektoren generelt forudses brændselsfri varme i form af eldrevne varmepumper, geotermi og solvarme at komme til at spille en stor rolle i de kommende årtier. Når man tager højde for den forventede udbygning med vedvarende energi i elsektoren, har disse teknologier ikke indenlandsk CO<sub>2</sub> udledning i 2030 jævnfør udkast til klimalov, og de ses derfor at spille en nøglerolle i den grønne omstilling.

Økonomien i varmepumpeløsninger er blevet markant forbedret i løbet af de senere år på grund af en række ændringer i regulering og rammebetingelser. Væsentligst er reduktionen i elvarmeafgiften og udfasning af PSO-afgiften. Der opføres i disse år mange varmepumpeanlæg til fjernvarmeproduktion, og der er potentiale for yderligere markedsmodning og teknologiudvikling.

Affaldsvarme er ikke en fossilfri varmekilde, da affaldet indeholder plastik. Imidlertid bortkøles en stor del af den producerede varme i dag og anlæggets emissioner vil ikke blive forøget, hvis energien i stedet anvendes til produktion af fjernvarme. Det skal nævnes, at Dansk Affaldsforening har fremlagt udspil om CO<sub>2</sub> neutral affaldsenergi i 2030. Udspillet omhandler udsortering af op til



65% af affaldets plastikindhold, udvikling og implementering af CO<sub>2</sub> fangst fra røggassen samt øget energiudnyttelse gennem bl.a. røggaskondensering.

Forventninger til affaldsmarkedet

Ea vurderer, at mængderne af affald til affaldsenergianlæg i Danmark sandsynligvis ikke vil stige frem mod 2035. Dette er i overensstemmelse med seneste Basisfremskrivning fra Energistyrelsen. En række lande i Europa eksporterer og importerer affald til forbrænding. I denne sammenhæng er England storeeksportør, men er i lighed med en række andre lande i færd med at udbygge egen affaldsbehandlingskapacitet. Fremskrivninger fra bl.a. Confederation of European Waste-to-Energy Plants (CEWEP) peger på stigende behov for affaldsforbrændingskapacitet i Europa svarende til 2,5% øget kapacitetsbehov årligt.

Baseret på historiske data, er dette dog en væsentlig lavere årlig kapacitetsudbygning end set de seneste 10 år, og vurderes derfor realistisk. Ea Energianalyse peger på, at der overordnet set er to udviklingsscenarier for kapacitetsbalancen på europæisk plan frem mod 2035:

- Enten vil der generelt være underskud af behandlingskapacitet, hvilket vil medføre permanent høje priser i affaldsmarkedet.
- Eller, at kapacitetsudbygningen nogenlunde svarer til den stigende efterspørgsel i Europa som helhed. I et sådant scenarie, hvor der ikke er kapacitetsunderskud, skal danske forbrændingsanlæg i stigende grad konkurrere om importaffald bl.a. overfor svenske værker. Her har Sverige en konkurrencefordel på grund af lavere affaldsafgifter.

Det er bl.a. på ovenstående baggrund Ea's vurdering, at importpriserne for affald til forbrænding kan stige i de kommende 2-5 år, hvorefter der er risiko for, at de igen falder. Det vurderes ikke usandsynligt, at priserne periodevist kan lægge sig i området 150 - 250 kr./ton i scenariet, hvor der ikke er kapacitetsmangel i Europa. Det skal dog understreges, at der er stor usikkerhed om de fremtidige priser i affaldsmarkedet.

Til sammenligning lå AffaldPlus gennemsnitlige modtagegebyr i 2018 på 550 kr./ton for det modtagne affald.

Økonomi i affaldskraftvarme

Prisudviklingen for modtagegebyret for affald har stor betydning for økonomien i Næstved Affaldsenergi. Med de nuværende affaldspriser på omkring 550 kr./ton er affaldskraftvarmeløsningerne meget konkurrencedygtige. Den langsigtede marginale varmforsyningsomkostning ligger på omkring 60-70 kr./GJ, og den kortsigtede marginale omkostning nærmer sig afgiftsbetalingen på ca. 50 kr./GJ varme. Hvis affaldsprisen

forbliver på det nuværende niveau, vil det være økonomisk attraktivt at etablere ny affaldskraftvarmekapacitet, når/hvis de nuværende ovne er udtjente.

Falder affaldsprisen til 275 kr./ton, hvilket er en mulig udvikling indenfor de 5-10 år, ændres de økonomiske rammer for affaldsbrændingsanlægget markant. I så fald vil det kun være økonomisk attraktivt at fortsætte med at anvende den eksisterende affaldsforbrændingskapacitet, så længe der ikke skal foretages væsentligt reinvesteringer i denne kapacitet. Med en affaldstakst på 275 kr./ton eller derunder, vil der således ikke være økonomisk råderum til at foretage større investeringer i den eksisterende kapacitet eller i ny forbrændingskapacitet. En hensigtsmæssig strategi i et sådant scenarie, kunne derfor være at etablere varmepumper som erstatning for ovn 2 og ovn 3, når de er udtjente.

Hvis affaldskraftvarme bliver urentabelt...

Det skal bemærkes, at med den nuværende hvile-i-sig selv regulering har affaldsselskaberne mulighed for at fastlægge affaldsprisen for husholdningssegmentet, så den dækker de nødvendige omkostninger til affaldsforbrænding. Såfremt tariffene i affaldsmarkedet falder betydeligt, som analyserne i denne rapport peger på er et tænkeligt scenarie, vil det derfor ikke nødvendigvis medføre økonomiske vanskeligheder for AffaldPlus. Hvis der foretages store nyinvesteringer i Næstved Affaldsenergi på trods af faldende affaldspriser, vil det dog indebære en risiko for, at AffaldPlus kunder kommer til at betale højere affaldsgebyrer end nødvendigt.

.. kan fjernvarmen leveres fra store varmepumper

Muligheden for at investere i ny varmekapacitet, som fx varmepumper, vil lægge et låg for, hvor meget den gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning kan stige, selvom affaldspriserne falder og affaldskraftvarmen ikke længere er konkurrencedygtig.

Analyserne peger på at den gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning ikke bør overstige ca. 85 kr./GJ.

Spørgsmålet er herefter, om det er økonomisk hensigtsmæssigt at foretage denne udvidelse af fjernvarmegrundlaget givet usikkerheden omkring rammerne for Næstved Affaldsenergi.

Fjernvarme er konkurrencedygtig med individuel opvarmning

En udvidelse af fjernvarmeforsyningen til de 14 energidistrikter vil øge fjernvarmeforbruget væsentligt, og da produktionskapaciteten på Næstved Affaldsenergi er begrænset, vil en betydelig del af merproduktionen skulle komme fra spidslastkedler. Analysen peger derfor på at, det kan blive

økonomisk attraktivt at supplere affaldskraftvarmeanlægget med en varmepumpe på ca. 5 MW for at reducere bidraget fra de dyre spidslastkedler.

En sammenligning af økonomien i individuel opvarmning med naturgas og varmepumper og fjernvarme viser, at fjernvarmeløsningen tilbyder en lidt billigere opvarmningsløsning, hvis fjernvarmen kan leveres fra affaldskraftvarme med de nuværende høje affaldspriser - og suppleret med en varmepumpe, som beskrevet.

Skal fjernvarmen i stedet leveres fuldt ud fra store varmepumper, er fjernvarmeløsningen kun marginalt billigere end den individuelle løsning med luft-vand varmepumper. Forskellen i omkostningen mellem den individuelle varmepumpe-løsning og fjernvarmeløsningen, som også er baseret på varmepumper, vurderes dog at ligge indenfor usikkerheden på omkostningsestimaterne. Særligt vurderes investeringsomkostningen for luft-vand varmepumpen at være behæftet med en vis usikkerhed, da installationsomkostningerne vil afhænge af de specifikke forhold hos de enkelte kunder.

Ovenstående analyse af fjernvarmens konkurrencedygtighed er foretaget med udgangspunkt i det konkrete projektforslag for 14 energidistrikter, som vil øge fjernvarmedækningen i Næstved By til ca. 62 %. Hvorvidt det vil være økonomisk hensigtsmæssigt at øge fjernvarmedækningen yderligere, for eksempel op mod 90 %, som er målet i den eksisterende fjernvarmeplan, vil primært afhænge af omkostningerne til at etablere fjernvarmenet i de sidste energidistrikter. Dette er ikke analyseret indenfor projektets rammer.

Fjernvarme er også konkurrencedygtig til opvarmning af nybyggeri

En analyse af omkostninger til at forsyne nybyggeri med fjernvarme frem for individuel opvarmning med varmepumper antyder ligeledes, at fjernvarmeløsningen er konkurrencedygtig i det analyserede område.

Udover de umiddelbare økonomiske hensyn vil der være en række øvrige hensyn, som taler for hver af de tre varmeforsyningsmuligheder, jf. tabellen nedenfor.

<b>Ind. naturgas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Naturgas kan erstattes med grøn gas (knap 10 % af gassen er grøn i dag)</li> <li>Udnytter eksisterende infrastruktur.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Naturgas er en fossil energikilde.</li> <li>Grøn gas er dyr at producere og trækker på en begrænset biomasseressource</li> </ul>
<b>Ind. varmepumpe</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kan anvende grøn strøm.</li> <li>Teknologien kan forventes at blive billigere og mere effektiv over tid.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Skift fra naturgas til varmepumper kan gå langsomt.</li> <li>Mulige støjgener</li> <li>Varmepumper kan vise sig vanskelig at indpasse i nogle bygninger pga. pladsforhold og bygningens energimæssige stand.</li> </ul>
<b>Fjernvarme</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Muliggør en hurtig konvertering til grøn varmeforsyning.</li> <li>Fjernvarme kan produceres fra mange forskellige energikilder: el, affald, biobrændsel, gas, overskudsvarme. Sikrer stor fleksibilitet og økonomisk robusthed.</li> <li>Gode samspilsmuligheder med et sol/vind baseret elsystem pga. lagringsmuligheder</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Udbygning af FV-net indebærer stort gravearbejde.</li> <li>Ikke CO<sub>2</sub>-fri forsyning, hvis fjernvarme fortsat kommer fra affaldsforbrænding.</li> <li>15 % af den producerede energi tabes i nettet</li> </ul>

Tabel 1: Fordele og ulemper ved forskellige opvarmningsløsninger.

## 1.1 Opmærksomhedspunkter

I de kommende års arbejde med fjernvarme- og affaldsplanlægning i Næstved, anbefaler vi, at man er særligt opmærksom på følgende udviklinger og forhold:

- **Udvikling i affaldspriserne**  
idet et længerevarende fald i affaldsgebyrerne kan udfordre økonomien for AffaldPlus og på sigt nødvendiggøre, at der etableres alternativ fjernvarmekapacitet, fx fra varmepumper
- **Bedre rammer for varmepumper**  
Med nye klimamål og klimahandlingsplaner er der god sandsynlig for, at varmepumper vil blive yderligere fremmet vha. tilskud eller yderligere afgiftslempelser.  
Det kan gøre det relevant at foretage en hurtigere udfasning af naturgas, enten ved at udvide fjernvarmeforsyningen og supplere den nuværende affaldsvarme med store varmepumper, eller ved at fremme udbredelsen af individuelle varmepumper.
- **Tilslutningsprocent for konvertering til fjernvarme**  
Da en høj tilslutningsprocent er afgørende for at sikre god økonomi i projekter for ny fjernvarmeforsyning. Går tilslutningen langsommere end forventet, bør der tages kritisk stilling til, om nye konverteringsprojekter skal iværksættes.
- **Fastlæg snit mellem kollektiv og individuel opvarmning.**  
Mange nuværende naturgaskunder kan forventes at skifte til individuel opvarmning med varmepumper i de kommende år. Derfor bliver det vigtigt at beslutte og informere borgerne om, hvilke energidistrikter der planlægges konverteret til fjernvarme, og hvilke der skal have individuel opvarmning. Alternativt risikerer man at få en lav tilslutningsprocent til fjernvarme, fordi borgerne allerede har investeret i varmepumper.
- **Type og placering af ny varmeproduktionskapacitet i forbindelse med udbredelsen af fjernvarmeområder.** Ved udbygning af nye fjernvarmeområder vil 50 MW begrænsningen i vekslerne mellem AffaldPlus' anlæg og Næstved Fjernvarmes distributionssystem betyde større brug af lokal spidslast, hvis ikke der bliver etableret mere gennemstrømning. Derfor bør placeringen af eventuel ny varmekapacitet analyseres nærmere.

## 2 Indledning og baggrund

Energi- og affaldssektorerne er i disse år i en brydningstid, drevet af stærke politiske klimamålsætninger og en kraftig teknologiudvikling. 195 lande, deriblandt Danmark, har underskrevet Paris-aftalen, hvor vi de forpligter sig til at modvirke den globale opvarmning ved at holde den globale temperaturstigning under 2° C, og stræber mod en temperaturstigning på kun 1,5°. Samtidigt er der de senere år sket dramatiske fald i prisen på solceller, vindmøller og batterier.

I december 2019 indgik Regeringen (Socialdemokratiet), Venstre, Dansk Folkeparti, Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti, Enhedslisten og Det Konservative Folkeparti en aftale om en bindende klimalov med et mål, at udledningen af drivhusgasser i Danmark skal reduceres med 70 % i 2030 sammenlignet med 1990. Senest i 2050 er målet, at Danmark bliver klimaneutral. Den 10. januar 2020 blev forslag til klimalov sendt i høring.

Vind, sol og elektrificering

Analyser fra Energikommissionen, Klimarådet mf. peger på udbygning med vind og sol i kombination med elektrificering som nøgletiltag til at sikre de nødvendige reduktioner af drivhusgasser. Det gælder også indenfor fjernvarmeforsyningen hvor teknologier som geotermi, varmepumper og solvarme forventes at blive dominerende i et fremtidigt energisystem baseret på vedvarende energi.

Cirkulær økonomi

På affaldsområdet har både EU og den danske regering sat den cirkulære økonomi højt på dagsordenen. EU har i maj 2018 vedtaget reviderede affaldsdirektiver, der stiller øgede krav om genanvendelse af affald. Hvor affald i dag hovedsagelig ses som et problem, der skal bortskaffes billigst muligt, er det sandsynligt, at affald i fremtiden vil blive betragtet som en resurse til genindvinding af metaller og plast og eventuelt produktion af grønne brændstoffer.

Fokus på effektivisering

Samtidig er der fra politisk side fokus på at effektivisere både fjernvarmeforsyningen og affaldsforbrænding enten gennem tættere regulering eller egentlig konkurrenceudsættelse. Fra 1. januar 2019 kan fjernvarmeselskaberne således ikke pålægges nye forbrugerbindinger og efter nærmere analyse vil der blive taget politisk stilling til, om også allerede pålagte bindinger skal ophæves. En modsatrettet tendens er, at KL i januar 2020 fremlagde et klimaudspil med forslag om at genindføre mulighed for tilslutningspligt for nye varmemeforbrugere.

Varmeforsyning af  
Næstved

I Næstved by er varmforsyningen udlagt til fjernvarme og naturgas. Fjernvarme dækker godt 52% af byens varmebehov, primært i byen centrum, mens individuelle naturgasfyr står for størstedelen af den resterende varmforsyning. Næsten al fjernvarme, 98 %, leveres fra AffaldPlus affaldsenergianlæg på Ydernæs syd for Næstved By. Den resterende fjernvarme leveres fra naturgaskedler, som ejes af Næstved Fjernvarme.

## 2.1 **Analysens formål**

Formålet med denne analyse er at undersøge, hvordan Næstved by fremadrettet sikres en billig, miljøvenlig og fremtidssikret varme.

Derfor analyserer vi, konkurrenceforholdet mellem fjernvarme, naturgas og individuelle opvarmningsløsninger, ligesom vi opstiller forskellige udviklingsveje for den fremtidige fjernvarmforsyning. Desuden vurderer vi de klima- og miljømæssige konsekvenser af, de forskellige løsninger og udviklingsveje.

## 3 Tendenser indenfor fjernvarme og affald

Dette kapitel opridser væsentlige tendenser for henholdsvis fjernvarme- og affaldssektoren, herunder en vurdering af hvordan affaldsmarkedet og affaldspriserne kan forventes at udvikle sig frem mod 2030.

### 3.1 Fokus på brændselsfri fjernvarme

Biomassens  
udfordringer

I de senere år har den hjemlige regulering af fjernvarmesektoren fremmet biomassebaserede løsninger via afgiftsfritagelser og elproduktionstilskud. Biomasse er imidlertid en begrænset ressource og analyser fra bl.a. Klimarådet og Energikommisionen peger på at anvendelsen af biomasse på længere sigt, bør dedikeres til de anvendelser, hvor elektrificeringsløsninger vanskeligt lader sig implementere, fx som brændstof til tung transport og fly, visse industrielle processer og som back-up brændstof i el- og varmeforsyningen.

El-baseret  
varmeforsyning

I fjernvarmesektoren forudses brændselsfri varme i form af eldrevne varmepumper, geotermi og solvarme derfor at komme til at spille en stor rolle i de kommende årtier. Målt på varmekapacitet spiller varmepumper fortsat en begrænset rolle i dagens fjernvarmeforsyning, men en lang række anlæg er på vej til at blive etableret.

Økonomiske  
rammevilkår for  
varmepumper

Økonomien i varmepumpeløsninger er blevet markant forbedret i løbet af de senere år på grund af en række ændringer i regulering og rammebetingelser. Væsentligst er reduktionen i elvarmeafgiften, udfasning af PSO-afgiften og muligheden for investeringstilskud via energiselskabernes energispareordning. Derudover har Energinet og el-distributionselskaberne planer om at omlægge elnettarifferne, så fleksibilitet i elforbruget i højere grad belønnes, hvilket ligeledes vil komme varmepumper til gavn. Endelig er der opbygget betydelige erfaringer gennem de senere år med at producere og installere store varmepumper, hvilket har ført til billigere og mere effektive anlæg.

Med de nuværende rammevilkår vil en varmepumpeløsning derfor ofte være konkurrencedygtig med en ny biomassekedel.

Udfordringer for  
varmepumper

Udbredelsen af varmepumper står dog overfor en række udfordringer af både teknisk, økonomisk og regulatorisk karakter. Først og fremmest er der de senere år foretaget store investeringer i biomassebaserede løsninger – både kraftvarmeverker og biomassekedler. Den nuværende infrastruktur i fjernvarmeområder er typisk baseret på forsyning fra termiske værker. Fjernvarmenettene drives ofte ved relativt høje temperaturer, hvilket reducerer virkningsgraden på varmepumperne og gør det vanskeligere at



integrere dem i fjernvarmesystemerne. Samtidig kan omkostningerne til at tilslutte og forbinde varmepumper blive betydelige, fordi varmekilderne ikke nødvendigvis ligger hensigtsmæssigt placeret i forhold til det eksisterende varmenet. For lettere at kunne indpasse nye teknologier som varmepumper arbejder mange fjernvarmeselskaber, herunder Næstved Fjernvarme, aktivt med at sænke temperaturerne i nettet.

#### Ny økonomisk regulering af fjernvarmesektoren

For tiden gennemgår den økonomiske regulering af fjernvarmesektoren desuden en større revision, og det er uklart, hvordan den fremtidige regulering på området vil komme til at se ud. Dette forhold skaber usikre rammer for nye investeringer på fjernvarmeområdet med store investeringsomkostninger, da det ikke er sikkert, at de samme reguleringsmæssige forhold der gør sig gældende i dag, også vil sætte rammerne om fem, ti eller tyve år. Kan man for eksempel forestille sig, at der vil blive indført fremtidige krav om effektivisering, som også vil påvirke eksisterende varmekontrakter. Usikkerheden omkring den fremtidige regulering kan således i sig selv udgøre en barriere for at træffe beslutninger om investeringer i fjernvarmeforsyningen i dag.

### 3.2 Fra affald til ressource – øget fokus på cirkulær økonomi

Danmark har i mange år haft en betydelig udnyttelse af affald til forbrænding og har længe kun i meget begrænset omfang anvendt affaldsdeponering. I 2015 afbrændte man i Danmark ca. 3,6 millioner tons affald i landets 24 dedikerede forbrændingsanlæg og 3 multifyrede anlæg. Ud af de 3,6 millioner tons affald blev 351.000 tons, eller ca. 10%, importeret – primært fra UK. Den årlige kapacitet for forbrænding af affald er omtrent 4,26 millioner tons om året.

Igennem de seneste 10-15 år har rammerne for affaldssektoren i både Danmark og EU som helhed gennemgået betydelige forandringer. Der er fastlagt rammer for international handel med forskellige affaldsstrømme, og der er i EU betydelig fokus på at mindske andelen af affald, der deponeres. Værktøjerne er øget genanvendelse og øget energiudnyttelse.

I Danmark, hvor andelen af affald, der går til deponi, allerede er reduceret betydeligt siden midten af 1990'erne, er der særlig fokus på at flytte affaldsstrømme fra energiudnyttelse til genbrug og genanvendelse, under overskriften cirkulær økonomi. I januar 2018 vedtog EU rådet en pakke om cirkulær økonomi, der bl.a. indeholder et mål om 65% genanvendelse af kommunalt affald i 2035.

Den gældende nationale affaldsstrategi blev formuleret af den tidligere regering og består af en forebyggelsesstrategi, som er beskrevet i "Danmark uden affald II" fra april 2015. Strategien er bygget op om 72 initiativer fordelt på fem indsatsområder (mindre madspild, bygge og anlæg, tøj og tekstiler, elektronik og emballage), og har overordnet fokus på at minimere produktionen af affald, undgå spild, og øge ressourceeffektiviteten blandt danske virksomheder og forbrugere.

#### Økonomisk regulering af affaldsforbrænding

Affaldsforbrændingsanlæggene afsætter varme til fjernvarmenettet og er i dag, efter varmforsyningsloven underlagt hvile-i-sig-selv-princippet. I december 2010 blev markedet for erhvervsaffald til eksport liberaliseret og en tværministeriel arbejdsgruppe anbefalede en fremtidig regulering af affaldsforbrænding efter principperne i et såkaldt "licitations-scenarie". Scenariet tager udgangspunkt i en situation, hvor også forbrænding af husholdningsaffald liberaliseres. Rapporten har indgået i grundlaget for senere effektiviseringskrav til sektoren, men der er ikke skabt politisk enighed om at følge anbefalingerne om egentlig liberalisering af husholdningsaffaldet.

De danske kommuner er forpligtede til at sikre kapacitet til affaldsforbrænding, enten ved at kommunen selv opfører kapacitet og driver egne værker, eller ved at de tegner kontrakt med andre operatører om affaldsforbrændingskapacitet. Disse andre operatører kan enten være andre kommuner, der operer deres egne affaldsforbrændingsanlæg, eller kommercielle operatører.

Selv om der ikke er sket en liberalisering af husholdningsaffaldet, har prisdannelsen på affaldsmarkedet haft væsentlig betydning for økonomien i affaldsforbrændingen. Dels fordi en væsentlig del af den behandlede affaldsmængde, erhvervsaffaldet, er underlagt markedsdynamikkerne, dels fordi markedspriserne fungerer som en benchmarking for at opretholde egen forbrændingskapacitet. Hvis priserne for behandling af affald i markedet, over en længere periode, ligger under den nødvendige tarif for at opretholde sund økonomi i eget forbrændingsanlæg, vil det udfordre rationale i et at reinvestere eller nyinvestere i forbrændingskapacitet.

Prisdannelsen på behandling af affald sker i et internationalt marked. I de senere år har blandt andet Storbritannien eksporteret betydelige mængder affald til andre europæiske lande, heriblandt Danmark. Storbritanniens eksport har været drevet af en række politikker, men den vigtigste faktor har været den stigende afgift på affald til deponi. Mens Storbritanniens er godt i

gang med at opbygge egen behandlingskapacitet kan sydeuropæiske lande forventes at spille en større rolle som affaldseksportører i de kommende år. I takt med at mængden af import fra England falder, og såfremt den ikke fuldt ud imødegås af import fra andre lande, skal danske forbrændingsanlæg i stigende grad konkurrere bl.a. overfor svenske værker. Her har Sverige en betydelig fordel (bl.a. pga. lavere afgifter)

Eas vurdering af priser på mellemlang sigt

Ud fra drøftelser med forskellige aktører, er det vores vurdering, at priserne på importaffald medio 2019 lå omkring 350 kr./ton, og var stigende. Nye oplysninger (januar 2020) antyder priser over 400 kr./ton.

Mængder og priser på længere sigt

I Bilag B er der foretaget en overordnet vurdering af udbuddet og efterspørgslen på forbrændingskapacitet på europæisk niveau. Det er muligt, at affaldssektoren i Europa vil være i et mere eller mindre permanent "kapacitetsunderskud". I et sådant scenarie, vil priserne i markedet lægge sig på et permanent højt niveau.

Et andet scenarie er, at kapacitetsudbygningen i Europa for energiudnyttelse og genanvendelse som helhed nogenlunde følger med behovet, og at der endda i perioder vil opstå kapacitetsoverskud. I dette scenarie vil importpriserne til Danmark svinge omkring behandlingsomkostningerne i det øvrige Europa fratrukket transportomkostninger til Danmark.

I en konkurrence mellem anlæg i eksportlande og importlande, vil de danske anlæg have en konkurrencefordel på grund af varmesalg, men omvendt større udgifter på grund af afgifter og transportomkostninger fra eksportlandet til Danmark. Hertil kommer, at anlæg i Sverige kan underbyde de danske anlæg, idet de svenske affaldsafgifter er væsentligt lavere. Nye afgifter i Sverige er sandsynligvis på vej, men fortsat på et markant lavere niveau end i Danmark.

Det er bl.a. på ovenstående baggrund Ea's vurdering, at importpriserne for affald til forbrænding kan stige i de kommende 2-5 år, hvorefter der er risiko for at de igen falder. Det vurderes ikke usandsynligt, at priserne periodevist kan lægge sig omkring 200 kr./ton, i scenariet hvor der ikke er kapacitetsmangel i Europa. Prisestimatet er baseret på en beregning af forbrændingsomkostninger i Sydeuropa (uden fjernvarme), fratrukket transportomkostninger til Nordeuropa med begrænset returtransport.

Det skal dog understreges, at der er stor usikkerhed om de fremtidige priser i affaldsmarkedet. Til sammenligning lå AffaldPlus gennemsnitlige modtagegebyr i 2018 på 550 kr./ton for det modtagne affald.

## 4 Varmeforsyning af Næstved By

I Næstved by er varmforsyningen udlagt til fjernvarme og naturgas. Fjernvarme dækker godt 52% af byens varmebehov, primært i byens centrum, mens naturgas står for størstedelen af den resterende varmforsyning.

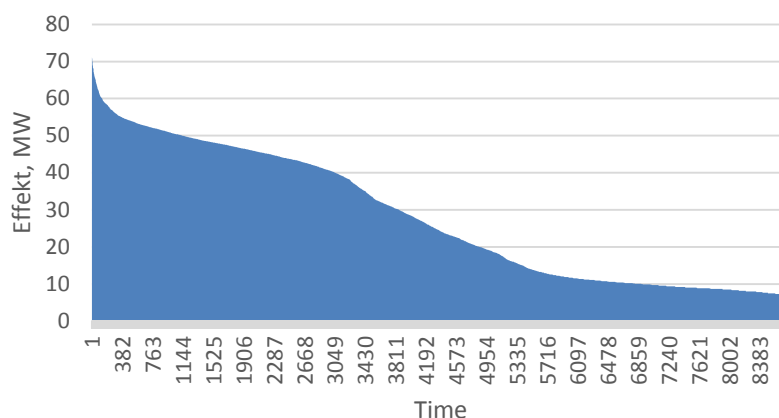
Næstved Kommunes nuværende målsætning, som blev fastlagt i forbindelse med den seneste varmeplan fra 2009, er at fjernvarme skal forsyne 90 % af byens varmebehov inden udgangen af 2035.

I de eksisterende fjernvarmeområder er næsten alle ejendomme tilsluttet fjernvarmenettet, og da der er byggeaktivitet i disse områder, forventes en fortsat forøgelse/fortætning af kundekredsen. Eksempelvis var der i 2018 en vækst i kunder på 76 stk. uden en ny udbygning af fjernvarmeområdet.

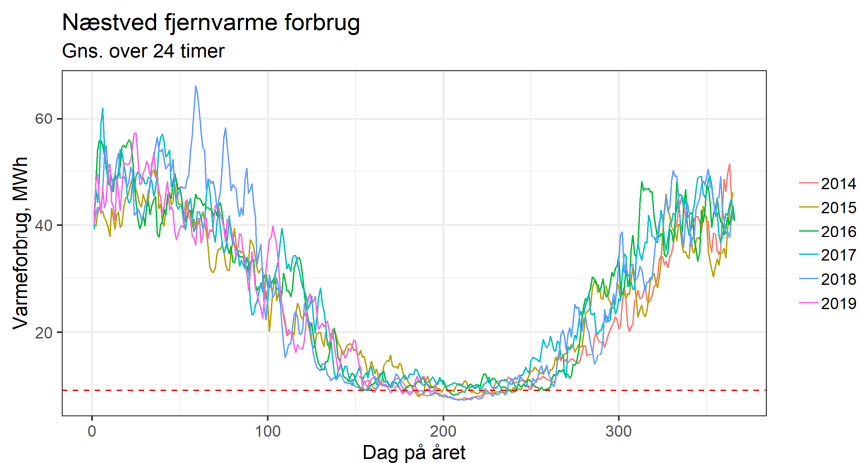
### 4.1 Fjernvarmforsyning i dag

Det årlige forbrug af fjernvarme i Næstved by udgør i dag i omegnen af 245.000 MWh inkl. nettab på ca. 18% af varmeproduktionen.

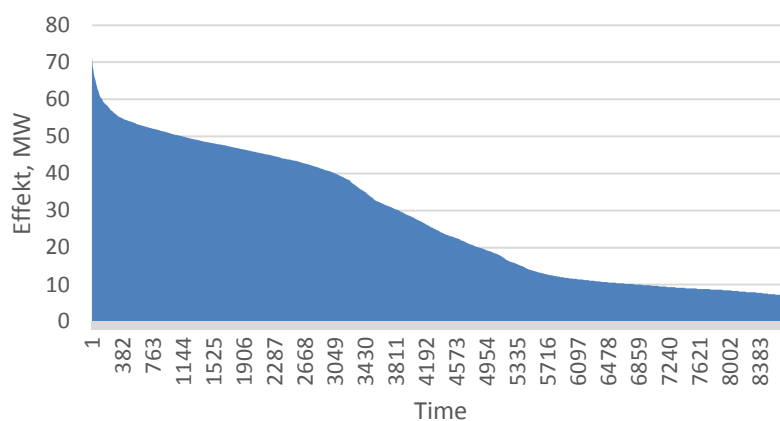
Minimumsforbruget, om sommeren når energiforbruget til opvarmning er begrænset, udgør ca. 9 MW, mens det maksimale forbrug, på en kold vinterdag typisk ligger på omkring 52 MW som vist på Figur 1. Enkelte år har det maksimale gennemsnitlige dagsforbrug dog været højere, over 60 MW, men som regel kun over korte perioder (se Figur 2). I enkelte timer kan spidsforbruget overstige 70 MW



Figur 2: Varighedskurve for Næstved Bys fjernvarme produktion opgjort per time.



Figur 1: Fjernvarmeforbrug i Næstved By opgjort som gennemsnit af 24 timeværdier (et gennemsnit per dag) for perioden 2014-2019 (juni).



Figur 2: Varighedskurve for Næstved Bys fjernvarme produktion opgjort per time.

I 2018 kom ca. 98% af fjernvarmen fra AffaldPlus' affaldsforbrændingsanlæg, Næstved Affaldsenergi, på Ydernæs.

#### Næstved Affaldsenergi

Næstved Affaldsenergi har tre ovnlinjer som tilsammen brændte 134.675 ton affald af i 2018<sup>1</sup>. Det er ca. 5 % mindre affald end i 2017, hvilket begrundes med den lange varme sommer og det lune efterår, der har umuliggjort at brænde den samme mængde affald, da energien ikke kunne afsættes. Generelt havde anlægget dog en meget høj benyttelsestid i 2019, med gennemsnitligt cirka 8000 driftstimer på hver af de tre ovne.

Ovnlinje 2 og 3 har hver en kapacitet på ca. 4,5 tons pr. time på, mens linje 4's kapacitet er ca. 10,5 tons

<sup>1</sup> Kilde: AffaldPlus Årsrapport. 2018

Anlægget blev i idriftsat i 1983 og udbygget i 1994 og 1996.

I 2005 blev der tilføjet en ny dampproducerende linje (ovnlinje 4), og ovnlinje 2 og 3 gennemgik en delvis renovering. I 2014 blev et varmepumpebaseret røggaskondenseringsanlæg idriftsat på ovnlinje 4.

Forbrændingsanlægget kan under normale forhold levere 43,3 MW varme og 8 MW el. Ved at køre dampen uden om turbinen via et såkaldt bypass kan varmeproduktion øges med ca. 8 MW. Når bypasset anvendes producerer affaldskraftvarmeanlægget ikke el. Bypasset er derfor kun økonomisk at anvende, når priserne elmarkedet er lave og der samtidigt er et højt forbrug af varme.

Realiseret produktionsdata for 2018 viser, at anlæggets gennemsnitlige elvirkningsgrad (el leveret) ligger på ca. 13 %, mens totalvirkningsgraden nåede op på 70 %. Anlægget bortkøler en betydelig mængde varme, særligt i sommerhalvåret. Såfremt denne varme kunne udnyttes, ville anlæggets totalvirkningsgrad kunne øges til ca. 87 %.

Naturgasfyrede  
fjernvarmecentraler

Næstved Fjernvarme har desuden seks naturgasfyrede fjernvarmecentraler, tre boosterstationer og to vekslerstationer. Naturgaskedlerne har en samlet effekt på 100 MW, og i princippet burde der derfor være rigelig kapacitet til at dække hele fjernvarmeforbruget året rundt. I praksis bruges kedlerne alene til spidslast, da affaldskraftvarmeanlæggets produktionsomkostning er lavere. Naturgaskapaciteten er desuden placeret forskellige steder i byen, så der kan køres ø-drift ved ledningsbrud og/eller strømudfald.

Vekslerstationerne, som fordeler varmen fra affaldskraftvarmeværket på Ydernæs, har en samlet kapacitet på ca. 50 MW. Dette udgør en flaskehals for, hvor meget affaldsvarme Næstved Fjernvarme kan aftage.

#### **4.2 Projekt for udvidelse af fjernvarmegrundlaget**

Næstved Fjernvarme har i juli 2017 fået udarbejdet et projektforslag om udvidelse af fjernvarmegrundlaget i Næstved By.

På næste side viser Figur 3 placeringen af de energidistrikter i Næstved by, som, via projektforslag, er konverteret fra naturgas til fjernvarme og hvor udbygningen af fjernvarmenettet skal foregå til. Energidistrikterne rummer en blanding af nogle få store erhvervs-kunder, etageboliger, mellemstore forbrugere, almindelige naturgaskunder og nogle få kunder, der har oliefyr.



Figur 3: Energidistrikterne. Kilde: Projektforslag om konvertering til fjernvarme i 14 energidistrikter i Næstved.

	Varmebehov MWh	Antal stk.	Areal m <sup>2</sup>	Samlet effekt kW
Primære kunde	6.494	5	85.322	3.608
Etageboliger	682	17	7.641	379
Mellemstore forbrugere	20.108	266	259.431	11.171
Alm. naturgaskunder	22.531	1369	199.168	12.517
Her af oliekunder	4.951	145	39.512	2.751
Sum alle	49.815	1.657	551.561	27.675

Tabel 2: Oversigt varmebehov, antal kunder, areal og samlet effektbehov pr kundetype i alle 14 udbygningsområder (COWI 2017, Konvertering til Fjernvarme i 14 energidistrikter i Næstved).

Tabel 2 viser, hvordan forbruget fordeler sig på kundetyperne i energidistrikterne. Projektforslaget forudsætter en starttilslutning på 40 % voksende til en slutttilslutning på ca. 90 % over 8 år.

Tilvæksten i varmeforbrug fra konverteringsområderne udgør, inklusive nettab, maksimalt 45.000 MWh pr. år faldende til 40.000 MWh efter ca. 9 år grundet forbrugsreduktioner på ca. 1,5% årligt.

Tilsammen antages netomkostningerne at være på ca. 133 millioner kroner, mens omkostningerne til stikledningerne, forventes at beløbe sig til ca. 38,5 millioner kroner, således at den samlede investering løber op i ca. 171,5 millioner kroner.

Næstved Fjernvarme oplyser, at de udover de 14 ovennævnte områder ser på muligheden for at forsyne DSB og Mogenstrup med fjernvarme.

Varmebehovet til det område er med nogen usikkerhed estimeret til 4.500 MWh.

#### 4.3 Økonomiske forhold for Næstved Affaldsenergi

Som nævnt dækker Næstved Affaldsenergi næsten hele fjernvarmebehovet i Næstved by. De økonomiske forhold for kraftvarmeanlægget har derfor stor betydning for fjernvarmeforsyning økonomi og dens konkurrencedygtighed med andre opvarmningsformer.

#### Varmeaftale

Et affaldsfyret kraftvarmeværk har i princippet tre indtægtskilder: Indtægter for salg af el, indtægter for behandling af affald (modtagegebyr) og indtægter for salg af varme. Da affaldsforbrændingsanlæg både tjener som miljøanlæg og energianlæg udarbejdes en omkostningsfordeling på det enkelte anlæg. Størstedelen af omkostningerne defineres her som "fællesomkostninger". Fællesomkostningerne fratrækkes herefter indtægter fra salg af el, og fordeles mellem varmesiden og affaldssiden. På Næstved Affaldsenergi deles fællesomkostninger, ligesom på mange af de øvrige danske affaldsforbrændingsanlæg, med 60% til varmesiden og 40% til affaldssiden.

En stor del af fællesomkostningerne er faste omkostninger i form af personale, afskrivninger mv. I det omfang Næstved Fjernvarme øger sit varmeaftag fra Næstved Affaldsenergi, vil prisen per varmeeenhed derfor blive reduceret.

Udover fællesomkostninger kan der være særøkonomier der kun vedrører henholdsvis varme og affald.

Det er vigtigt at bemærke, at selvom modtagegebyret for importeret affald (affaldsprisen) har stor betydning for anlæggets samlede økonomi, så påvirker



det ikke umiddelbart varmeprisen. Som beskrevet ovenfor, er varmeprisen bestemt af omkostninger.

#### Prisregulering i varmeforsyningsloven

Affaldsforbrændingsanlæg må i henhold til varmeforsyningsloven ikke kræve en højere pris for varme end de ovenfor beskrevne varmeproduktionsomkostninger, dog begrænset af et prisloft.

I henhold til gældende prisloftbekendtgørelse skal varmeafregningsprisen inklusive afgifter for affaldsvarme desuden være den laveste af følgende priser:

1. Den omkostningsbestemte pris – anvendes i Næstved  
(Prisen fastsat i medfør af varmeforsyningslovens § 20.)
2. Substitutionsprisen eller
3. Det af Forsyningstilsynet udmeldte prisloft.

Prisloftet udmeldes årligt, og fastsættes som den vægtede gennemsnitspris, inklusive afgifter for opvarmet vand, produceret på de centrale kraftvarmeanlæg i Danmark. Prisloftet for 2019 blev i oktober 2018 udmeldt til 88 kr./GJ. Prisloftet der er sendt i høring for 2020 er 94 kr./GJ.

Varmeprisen for Næstved Affaldsenergi varierer år for år, afhængigt af anlæggets omkostninger og varmesalg. For 2016 blev varmeprisen opgjort til 75 kr./GJ, mens den i 2020, er budgetteret til at blive begrænset af prisloftet på 94 kr./GJ.

#### Principiel analyse af affaldsøkonomi

Affaldsforbrændingsanlæggets samlede økonomi afhænger i væsentligt omfang af indtægterne fra salg af varme. For at belyse denne sammenhæng har vi undersøgt, hvor høj en varmetarif, der er nødvendig for, at anlæggets økonomi går i nul.

Analysen er gennemført uden hensyntagen til den eksisterende varmeaftale og omkostningsfordeling, med det formål at undersøge anlæggets grundlæggende konkurrencedygtighed i varmemarkedet, under forskellige forudsætninger om de fremtidige affaldsbehandlingspriser.

Som nævnt ovenfor er der dog ikke umiddelbar sammenhæng mellem varmepriser og modtagegebyr.

Denne sammenhæng skabes ved forhandling om omkostningsfordelingen, der som nævnt er aftalt til 60% til varmesiden og 40% til affaldssiden.

I første omgang baserer analysen sig på anlæggets nuværende produktionsdata og omkostningsforhold. Økonomiske forudsætninger og

forudsætninger om behandlede affaldsmængder, energisalg og energifgifter mv. fremgår i bilag A.5.

Vi ser på tre perspektiver for økonomisk balance:

**1. Langsigtet økonomisk balance.**

Det vil sige hvilken varmepris der er nødvendig for at sikre balance i anlæggets samlede udgifter og indtægter – og dermed, om det er økonomisk attraktivt at opretholde anlæggets drift på lang sigt.

**2. Positivt dækningsbidrag på årsbasis.**

En del af anlæggets omkostninger er såkaldte "sunk cost" – dvs. kapitalomkostninger- som skal dækkes uanset, om anlægget er i drift eller ej. Selvom affaldspriserne skulle falde meget, vil det kunne betale sig at holde anlægget i drift, så længe det bidrager med et positivt dækningsbidrag på årsbasis.

Der er således analyseret, hvilken varmepris der er nødvendig for at sikre positivt dækningsbidrag, på årsbasis og dermed hvilken varmepris, der er nødvendig for at sikre anlæggets økonomi, indtil man står overfor større beslutninger om investeringer i anlægget.

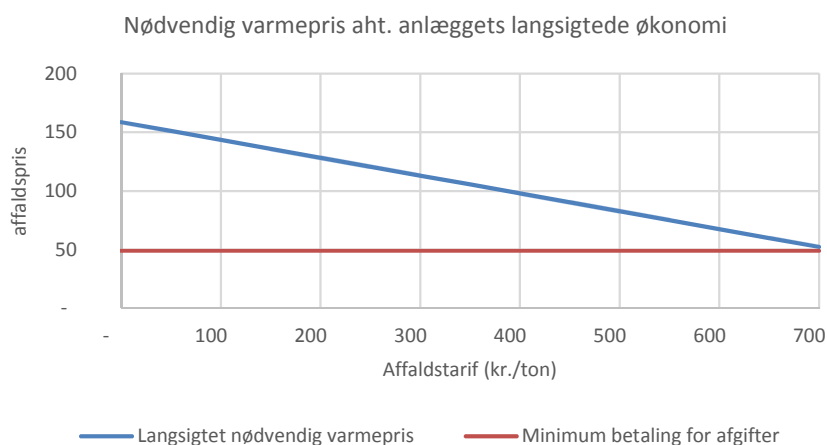
**3. Positivt kortsigtet dækningsbidrag.**

Her antages anlægget under alle omstændigheder at være til rådighed, og vi undersøger, hvilken indtægt fra varmesalg, der er krævet for at sikre et positivt dækningsbidrag på kort sigt – dvs. hvilken varmeindtægt, der er nødvendig for at holde anlægget i drift, når man alene betragter dets omkostninger og indtægter på kort sigt (dvs. ekskl. kapitalomkostninger og faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger).

Minimumsafgiftsbetalingen på varmesiden (affaldsvarmeafgift, tillægsafgift og CO<sub>2</sub>-afgift) udgør i alt ca. 49 kr./GJ leveret varme, når der tages højde for rabatter på afgiften, fordi der er installeret røggaskondensering på anlægget. Med nuværende regulering udgør 49 kr./GJ derfor alt andet lige et minimumskrav til indtægten fra varmesalg uafhængigt af anlæggets øvrige økonomiske forhold.

### 1. Langsigtet økonomisk balance

Figur 4 viser, hvilken varmepris, udtrykt i kr./GJ, der er nødvendig for at anlæggets langsigtede økonomi går i nul. Med den nuværende tarif på 550 kr./ton kræves en indtægt på varmesiden på 75 kr./GJ, for at sikre regnskabsmæssig balance.



Figur 4: Sammenhæng mellem gennemsnitlig affaldspris og den nødvendige varmetarif for at balancere Næstved Affaldsenergis samlede økonomi.

Som diskuteret i forrige kapitel vurderer Ea, at det er et tænkeligt scenarie, at importpriserne for affald til forbrænding om nogle år periodevist kan falde til et niveau omkring 200 kr./ton. Et sådant prisscenarie vil ikke nødvendigvis slå direkte over i lavere affaldspriser hos Næstved Affaldsenergi, da en væsentlig del af den behandlede affaldsmængde er husholdningsaffald fra eget opland, som i dag ikke er konkurrenceudsat.

AffaldPlus ejerkommuner vil imidlertid stå med mulighed for at sende affald til forbrænding på fx ARC eller ARGO og derved opnå en potentiel besparelse. Det vil dog kræve at affaldet transporteres op til omkring 90 km (afstand fra Næstved til ARC), hvilket vurderes at indebære en omkostning på ca. 75 kr./ton affald (0,85 kr. per ton affald per km).

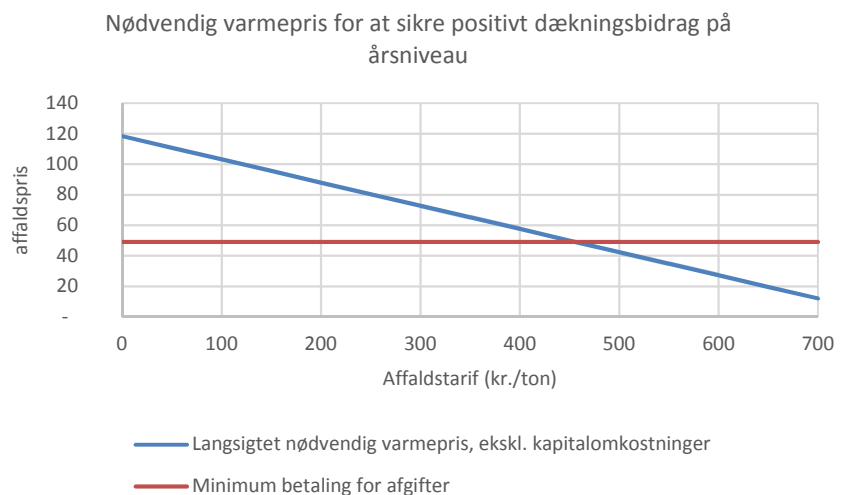
Dermed bliver referenceprisen for størstedelen af den behandlede affaldsmængde omkring 275 kr./ton (200 kr./ton + 75 kr./ton). Jf. Figur 4 vil en gennemsnitlig affaldspris på det niveau kræve, en varmepris på godt og vel 115 kr./GJ for at sikre balance i anlæggets økonomi. Det er væsentligt højere end det tilladte prisloft på 88 kr./GJ (2019), hvilket indikerer, at økonomien for Næstved Affaldsenergi kan blive udfordret, såfremt importprisen på affald falder i det omfang.

## 2. Positivt dækningsbidrag på årsbasis

Ovenstående analyse forudsætter, at der skal opnås balance i anlæggets samlede omkostninger. I praksis står kapitalomkostninger (renter og afskrivninger) for en betydelig del af anlæggets omkostninger.

Disse omkostninger, som er relateret til investeringer, der allerede er foretaget, vil skulle dækkes af anlæggets ejere, uanset om anlægget er i drift eller ej. Man kan derfor godt forestille sig, at anlægget vil køre videre, så længe det på årsbasis sikrer et positivt dækningsbidrag til ejerne, selvom indtægterne fra anlægget ikke er tilstrækkelige til at dække kapitalomkostningerne fuldt ud.

Figur 5 viser hvilken varmepris, der er nødvendig for at sikre anlægget et positivt dækningsbidrag på årsniveau. På omkostningssiden er således medtaget alle omkostningsposter på nær afskrivninger og renter på eksisterende anlæg. Ved den nuværende affaldspris kræves minimum en indtægt på knap 40 kr./GJ for at sikre et positivt dækningsbidrag på årsniveau, hvilket er lavere end den minimumsindtægt, der er nødvendigt til at dække afgifterne på varmesiden.



Figur 5: Sammenhæng mellem gennemsnitlig affaldspris og den nødvendig varmetarif for at sikre Næstved Affaldsenergis et positivt dækningsbidrag på årsniveau.

Det fremgår at en affaldspris på 275 kr./ton, kræver en varmepris på godt og vel 75 kr./GJ, såfremt anlægget samlet set skal sikre et positivt dækningsbidrag på årsbasis – uden hensyntagen til eksisterende aftale om omkostningsfordeling.

### 3. Positivt kortsigtet dækningsbidrag

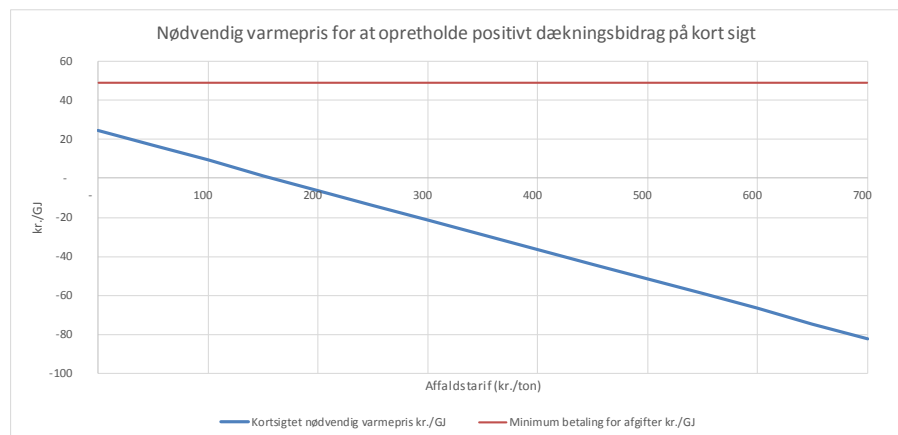
Her antages anlægget under alle omstændigheder at være i drift af hensyn til affaldsmarkedet, og vi undersøger, hvilken indtægt fra varmesalg, der er nødvendig for at sikre et positivt dækningsbidrag på kort sigt.

Vi sammenholder her situationen, hvor anlægget ikke er drift, med en situation, hvor anlægget er i drift og hvor der således er afgiftsbetaling, men også indtægter fra affaldshåndtering, elsalg og varmesalg.

Variable drifts- og vedligeholdelsesomkostninger antages at være knyttet forbrændingen af affald og ikke udtaget af varme fra anlægget.

Det fremgår af Figur 6, at når anlægget er til rådighed, vil det kunne betale sig at holde det i drift selv ved meget lave affaldspriser. Falder affaldsprisen til 275 kr./GJ, vil der være positiv kortsigtet driftsøkonomi ned til en varmepris på omtrent minus 20 kr./GJ.

I praksis vil Næstved Affaldsenergi dog skulle have minimum 49 kr./GJ i indtægt for at kunne dække udgifterne til varmeafgifter.



Figur 6: Sammenhæng mellem gennemsnitlig affaldspris og den nødvendige varmetarif for at sikre Næstved Affaldsenergis et positivt dækningsbidrag på kortsigt når anlægget under alle omstændigheder forudsættes at være i drift.

## 5 Analyse af fremtidens fjernvarmeforsyning

I dette kapitel analyserer vi, hvordan konkurrenceforholdet mellem affaldskraftvarme og konkurrerende varmeproduktionsteknologier, kan forventes at udvikle sig i fremtiden. Tidshorizonten for analysen er de næste 15 år frem mod 2035.

Analysen baserer sig på data fra Næstved Energianlægs eksisterende anlæg og data fra Energistyrelsens teknologikatalog for andre potentielle varmeproduktionsteknologier. Beregningerne foretages både ud fra et samfundsøkonomisk og et selskabsøkonomisk perspektiv, hvor det samfundsøkonomiske perspektiv er ekskl. afgifter på energi – men dog inkl. en omkostning ved udledning af CO<sub>2</sub>, mens de selskabsøkonomiske perspektiver inkluderer de gældende afgifter og tariffer.

### 5.1 Analyse af omkostninger til fjernvarmeforsyning

Forsyningsscenarier

I dag kommer langt størstedelen af fjernvarme fra Næstved Affaldsenergianlæg. Man kan forestille sig en række forskellige udviklinger i den fremtidige varmeforsyning af Næstved By. De mest oplagte er skitseret nedenfor omkring fire scenarier:

- 1) **Business – as usual.** Fortsat forsyning med eksisterende affaldskraftvarmeenheder. Ovn 2 og 3 på Næstved Energianlæg etableret i 1995/96 (renoveret i 2005) og vil derfor i 2035 være 40 år gamle, det er derfor sandsynligt at de vil skulle gennemgå en større renovering undervejs. Da varmeforsyningen her alene baseres på affaldskraftvarme, vil scenariet være følsomt overfor udviklingen i tariffen for affaldsbehandling.
- 2) **Ny ovn.** I dette tilfælde erstattes Ovn 2 og Ovn 3, omkring 2025, med en ny ovn med omtrent samme kapacitet. Ligesom scenarie 1 er dette scenarie følsomt overfor udviklingen i tariffen for affaldsbehandling.
- 3) **Ovn 4 og varmepumpe.** I dette tilfælde lukkes Ovn 2 og Ovn 3 omkring 2025 og erstattes med en ny eldrevet varmepumpe, som anvender havvand eller luft som varmekilde.
- 4) **Varmepumpe.** I dette tilfælde lukkes affaldsforbrændingsanlægget ned og i stedet investeres i store eldrevne varmepumper til forsyning af Næstved By. Gaskedler og varmelagre bidrager til at sikre varmeforsyningen, når elpriserne er høje.

I scenarie 3 forudsættes ovnlinje 2 og 3 lukket ned og Næstved Affaldsenergi reduceres således til ovn 4, som vurderes at have en varmekapacitet på ca. 28 MW når varmepumpen anvendes. Den resterende mellemlastkapacitet i form af varmepumper antages at skulle levere varme, når behovet ligger over 28 MW og op til ca. 40 MW. I alt er der således behov for ca. 12 MW varmekapacitet. Når behovet varmebehovet overstiger 40 MW antages at det blive dækket af eksisterende naturgasspidslastkapacitet.

Tilsvarende antages varmepumpekapaciteten i scenarie 4 at udgøre 40 MW, således at gasspidslast dækker kapacitetsbehovet herudover.

I alle beregningerne er det antaget, at spidslast leveres fra de eksisterende kedler. Det er en mulighed, at spidslastanlæggene på sigt omstilles til vedvarende energi, for eksempel ved at sikre at den gas, der anvendes, kommer fra biogas eller ved at etablere anlæg på bioolie eller træpiller. Økonomien i disse omstillingsmuligheder er ikke belyst, men det er rimeligt at antage, at VE-baseret spidslastkapacitet, ligesom gaskedlerne vil have høje variable produktionsomkostninger.

Med den forventede udbygning med havmølleparker, landmøller og solceller er det sandsynligt (jf. Energistyrelsens seneste Basisfremskrivning 2019), at dansk elforsyning i 2030 er baseret på mere end 100 % vedvarende energi – og at varmepumpeløsninger kan betragtes som en grøn og CO<sub>2</sub>-neutral løsning.

#### Udvikling fjernvarmeforbrug

En anden vigtig scenarieparameter er fjernvarmeforbrugets udvikling. Varmeforbrugets udvikling fremadrettet vil primært afhænge af, om der foretages en større konvertering af nuværende naturgaskunder til fjernvarme. Det årlige forbrug er i dag i omegnen af 245.000 MWh inkl. nettab. Den planlagte udbygning af fjernvarmesystemet forventes at hæve dette med knap 45.000 MWh.

Derudover kan fortætning og tilslutning af nybyggeri i eksisterende fjernvarmeområder forventes at øge varmeefterspørgslen, mens energirenovering af den eksisterende bygningsmasse kan have en reducerende effekt på varmeforbruget. I projektforslaget for udvidelse af fjernvarmeforsyningen antages energiforbruget til opvarmning at blive reduceret med 1,5 % årligt som konsekvens af energiforbedringer i boligerne, reduktion af nettab og klimaændringer.

Næstved Fjernvarme har oplyst at de bl.a. er i gang med at udskifte fjernvarmeinstallationer, som resulterer i energibesparelser på op til 10% per bolig.

I 2017/2018 udgjorde varmeforbruget inkl. nettab 245.000 MWh. Maksforbruget var ca. 73 MW. De tre tidligere år har forbruget ligget lavere, mellem 215.000 og 240.000 MWh. Det skal bemærkes, at de senere vintre har været forholdsvis milde. I en traditionel 'normal vinter' vurderer Næstved Fjernvarme, at spidsforbruget vil nå op på mellem 80 og 85 MW.

Udgangspunktet for de videre beregninger har været forbruget i 2017/2018 på 245.000 MWh. Selvom antallet af graddage lå 10 % under normalåret i 2017/2018 vurderes forbruget på grund af klimaforandringerne at være et godt bud på, hvad vi kan forvente fremadrettet.

De anvendte forudsætninger om varmekapaciteter i de fire scenarier fremgår af Tabel 3. I scenarier 2-4 udgør grund-/mellemlast ca. 40 MW mens i alle fire scenarier bibeholdes 50 MW spidslast. Derudfra er fuldlasttimerne for de enkelte teknologier beregnet ud fra timelastfordelingen.

For at repræsentere varmelagres effekt på systemet, er hver times forbrug et middel over de seneste 6 timer. Bypass kapaciteten fastsættes beregningsmæssigt til 4 MW (50% af den nominelle kapacitet), da det vurderes at det i elpriserne i ca. halvdelen af årets timer er for høje til, at det er rentabelt at anvende bypass sammenlignet at anvende gasspidslast. På den baggrund estimeres affaldsanlæggets andel af varmforsyningen i scenarie 1 til 96,3 %, hvilket ca. svarer til det historiske niveau.

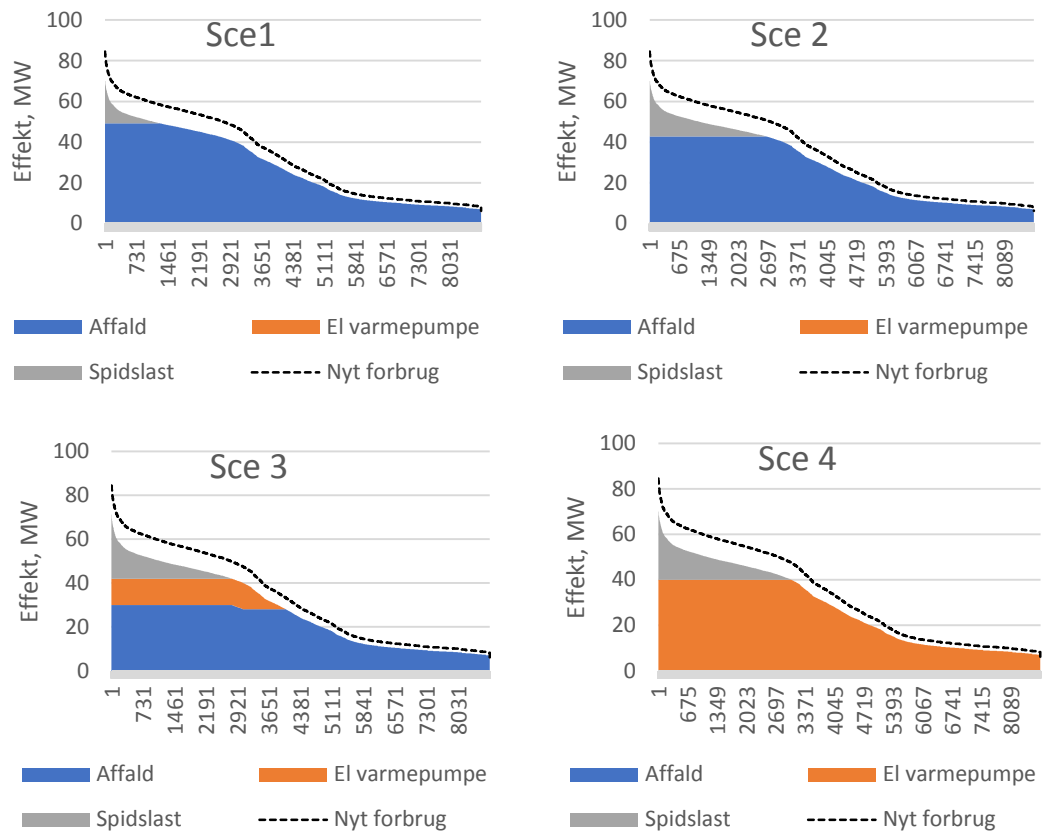


Scenarie	Anlæg	Kapacitet (MW)	Varme-fuldlasttimer	Andel af forbrug	Vægtet pris kr./GJ
Scenarie 1	Affald (ovn 2,3,4)	43,3	5.441	96,3%	67/117
	Bypass*	4,0		0%	
	Varmepumpe	0		0%	
	Gas spids	50		3,7%	
Scenarie 2	Affald (ovn 4)	28	5.581	91,2%	67/114
	Bypass*	2,9		0%	
	Affald (ny)	12		0%	
	Varmepumpe	0		0%	
	Gas spids	50		8,8%	
Scenarie 3	Affald (ovn 4)	28	6.465	74,8%	73/105
	Bypass*	2,9		16,5%	
	Varmepumpe	12		8,8%	
	Gas spids	50		8,8%	
Scenarie 4	Affald	0	-	0,0%	85/85
	Varmepumpe	40	5.442	89,0%	
	Gas spids	50	539	11,0%	

Tabel 3: Anvendte forudsætninger om varmekapacitet i de fire scenarier, samt beregnede fuldlasttimer og produktionsandele. Den vægtet pris er beregnet for en affaldspris på både 550 og 275 kr./GJ. \*) Bypass fastsættes til 50% af reel kapacitet.

Figur 7 viser varighedskurverne for de 4 scenarier. Varme baseret på affaldsforbrænding udgør grundlasten, mens en eventuel varmpumpe udgør mellemlasten. Varmepumpen er prioriteret over bypass og spidslast, mens bypass er prioriteret før spidslast.

I scenarie 1 er den totale affaldsbaserede varmekapacitet inkl. bypass og ekskl. spidslast ca. 51 MW. I de resterende scenarier reduceres dette til ca. 40 MW, hvilket betyder, at andelen af forbruget leveret ved spidslast stiger fra 3,7% til ca. 8,8-11% afhængig af det specifikke scenarie, men til gengæld reduceres investeringsomkostningerne.



Figur 7: Varighedskurver for de 4 scenarier. Den stiplede linje indikerer niveauet, hvis alle energidistrikter udbygges. Eventuel energieffektivisering er ikke medregnet.

Figuren indikerer også, hvordan den planlagte udvidelse af fjernvarmeforsyningen vil påvirke varighedskurven, antaget at kapaciteten af grund-/mellemlast ikke øges. Det øgede forbrug ville naturligvis øge mængden af grund- og mellemlast, men ville også tilføje en betydelig andel spidslast.

I scenarie 1 vil andelen af forbrug forsynet fra spidslast eksempelvis stige fra 3,7% til 11%. Denne beregning tager ikke højde for eventuelle energiforbedringer og andre reduktioner i forbrug, så formentligt vil forbruget være lavere, når udbygningerne realiseres.

## Scenarieøkonomi

Følgende beskriver økonomien ved de 4 forskellige scenarier. Økonomien for et varmeproduktionsanlæg afhænger i høj grad af antallet af fuldlasttimer, da større produktion reducerer faste omkostningerne per leveret energienhed. Tabel 3 opsummerer, hvor mange fuldlasttimer hver produktionsform har i hvert scenarie, og ud fra dette kan omkostningerne estimeres. Dog antages det, at affaldsværkerne har et fast antal fuldlasttimer på 8.000, hvor overskydende varme bortkøles, for at øge indtægter fra affaldsbehandling samt elsalg.

Elprisen og CO<sub>2</sub>-kvotepriser benyttet i analysen er beskrevet i Bilagene A.3 og A.4.

Affaldsproduktion er opdelt i eksisterende og ny kapacitet. For eksisterende kapacitet benyttes data fra AffaldsPlus' eget forbrændingsanlæg, men for ny kapacitet benyttes værdier fra Energistyrelsens teknologikatalog for et mellemstort affaldsværk.

Dog er et lille værk sandsynligvis tilstrækkeligt i scenariet, og her vil kapitalomkostningerne per MW formentlig være noget højere. Scenarie 1 afspejler den nuværende situation før levetidsforlængelsen udføres. Scenarie 2 afspejler situationen, hvor oven 2 og 3 lukkes og ny affaldskapacitet bygges.

Muligheden for bypass behandles som en separat opvarmningsform. Omkostningen ved bypass estimeres som værdien af det tabte elsalg svarende til ca. 80 kr./GJ i gennemsnit. Derudover skal der betales varmeudgiften på 50 kr./GJ for bypassvarmen.

Figur 8 viser de beregnede varmeproduktionsomkostninger for de enkelte produktionsteknologier i hvert scenarie, samt den gennemsnitlige varmepris scenariet (vægtet gennemsnit), både med en affaldspris på 550 kr./ton og en lav affaldspris på 275 kr./ton. Detaljerede resultater fremgår af Bilag A.6.

Beregningerne indikerer, at en løsning med en kombination af affaldsproduktion og spidslast er den billigste mulighed, antaget at affaldspriser ligger omkring 550 kr./ton. I dette tilfælde er det et økonomisk robust at levetidsforlænge oven 2 og 3 på AffaldPlus' værk.

Hvis affaldspriserne falder, ændres konklusionen markant. I tilfældet hvor affaldspriserne falder til 275 kr./ton, er en eldreven varmepumpe den mest omkostningseffektive løsning med en gennemsnitlig varmeomkostning på 82

kr./GJ, mens scenarie 2, hvor ovn 2 og 3 fornyes, har en betydeligt højere omkostning på ca. 111 kr./GJ.

Økonomisk data for varmepumpen stammer også fra Energistyrelsens teknologikatalog. Det vurderes, at data for varmepumper i teknologikataloget potentielt er konservative, og at det måske er muligt at opnå en omkostning på 70 kr./GJ i stedet for 78 kr./GJ i scenarie 4. Dog ændrer dette ikke de overordnede konklusioner.

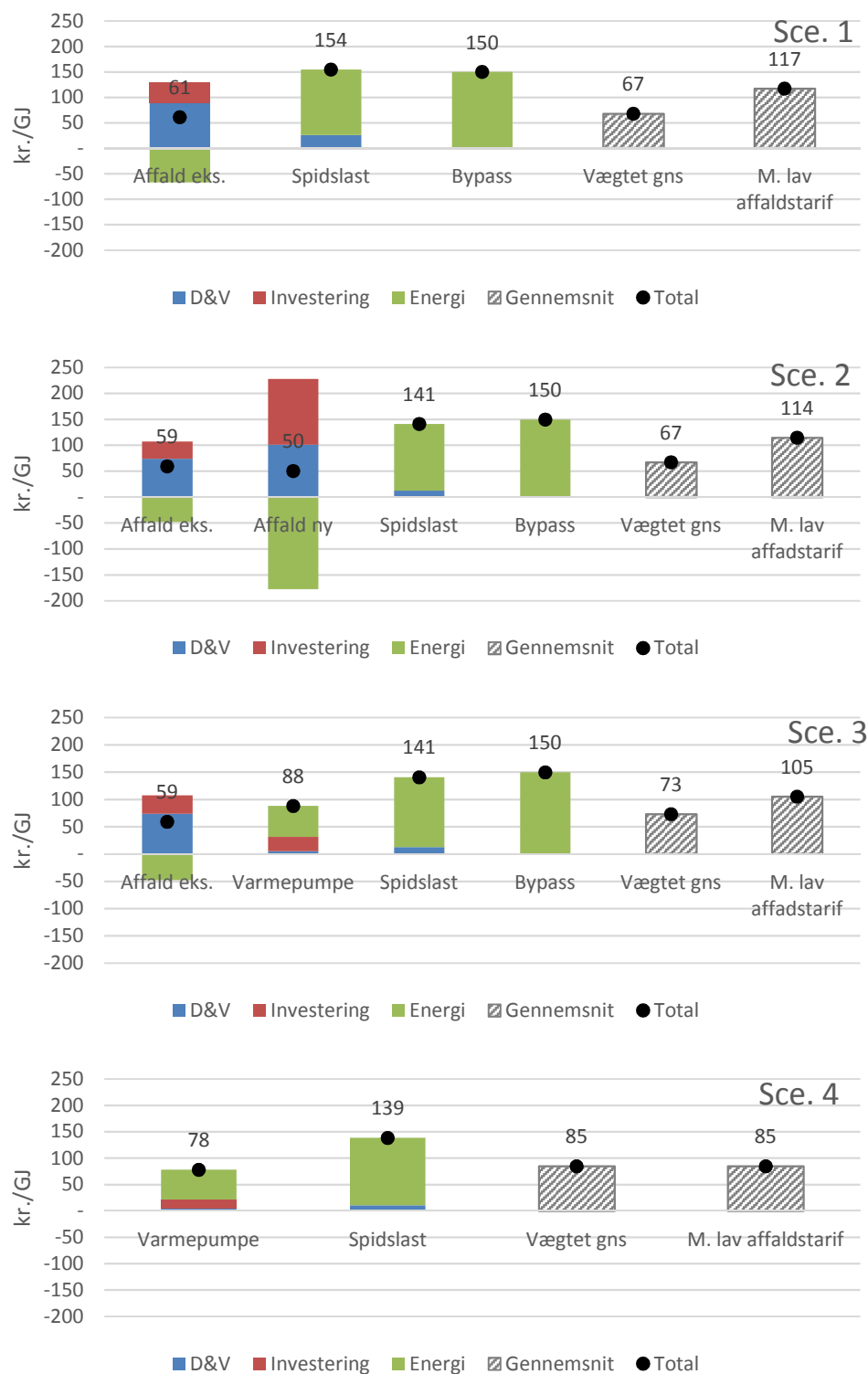
Tabel 9 i Bilag A, opsummerer de økonomiske og tekniske værdier benyttet i analysen samt detaljer for scenarieberegningerne.

## Konklusioner

Affaldsprisernes udvikling har stor betydning for økonomien i Næstved Affaldsenergi. Med de nuværende affaldspriser på omkring 550 kr./ton er affaldskraftvarmeløsningerne meget konkurrencedygtige. Fjernvarmforsyningsløsninger baseret på varmepumper er derfor ikke konkurrencedygtige. Hvis affaldsprisen forbliver på det nuværende niveau, vil det være økonomisk attraktivt at etablere ny affaldskraftvarmekapacitet, når/hvis de nuværende ovne er udtjente.

Falder affaldsprisen til 275 kr./ton, hvilket Ea vurderer er et muligt, men ikke nødvendigvis sandsynligt scenarie indenfor de nærmeste år, ændres de økonomiske rammer for affaldsbrændingsanlægget markant. I så fald vil det kun være økonomisk attraktivt at fortsætte med at anvende den eksisterende affaldsforbrændingskapacitet, så længe der ikke skal foretages væsentligt reinvesteringer i denne kapacitet.

Med affaldstaksten på 275 kr./ton vil der således ikke være økonomisk råderum til at foretage større investeringer i den eksisterende kapacitet eller i ny forbrændingskapacitet. En hensigtsmæssig strategi kunne derfor være at etablere varmepumper som erstatning for ovn2 og ovn3, når de er udtjente.



Figur 8: Omkostningerne for hvert scenarie opdelt både på opvarmningsform. De gennemsnitlige omkostninger beregnes ved at vægte omkostningerne for de individuelle omkostninger med deres produktion. Omkostningerne er beregnet med en affaldspris på 550 kr./ton og en lav affaldspris på 275 kr./ton. 2019 priser.

## 5.2 Økonomi i udvidelse af fjernvarmeforsyning vs. individuel opvarmning

### Økonomi i fjernvarmeløsning

Som tidligere nævnt udvider Næstved Fjernvarme fjernvarmeforsyningen til 14 nye varmeområder, som i dag primært anvender naturgas.

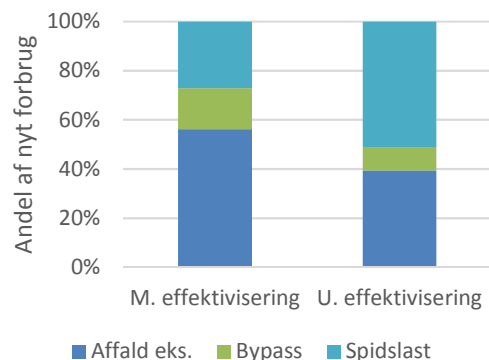
Spørgsmålet er, om det er økonomisk hensigtsmæssigt at foretage denne udvidelse af fjernvarmegrundlaget givet usikkerheden omkring rammerne for Næstved Affaldsenergi. For at belyse dette er der foretaget en sammenligning af økonomien i individuel opvarmning med fjernvarmekonverteringen af 14 nye varmeområder.

På kort sigt vil naturgasfyr udgøre den primære reference for fjernvarmebaseret opvarmning, men som redegjort for i kapitel 5, vurderes individuelle varmepumper, at blive det billigste og mest miljøvenlige alternativ til fjernvarme over de næste 10 og 20 år.

Vi har derfor sammenlignet fjernvarmeløsningen med begge opvarmningsløsninger. For naturgasløsningen har vi betragtet både et eksisterende naturgasfyr og et nyt naturgasfyr.

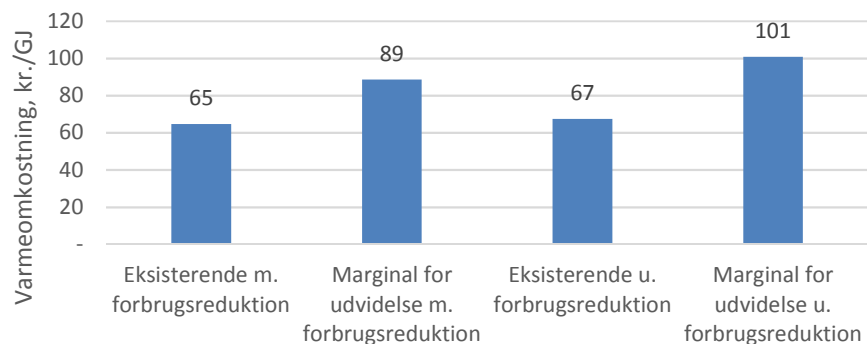
Det nye forbrug vil øge både mængden af grundlast og spidslast. Det nye forbrug fordeler sig ikke ligeligt over året, men i stedet som en procentuel stigning, og spidslastandelen bliver derfor forholdsvist høj, som det fremgår af Figur 9. Fordelingen er vist både med og uden reduktion af forbruget grundet energiforbedringer og klimatilpasninger svarende til 1,5% årligt. Forbruget er her vist for år 9, svarende

til det antal år, der kræves, før den ønskede fjernvarmetilslutning forventes opnået. Selv hvis Næstved Fjernvarme opnår den anslåede årlige forbrugsreduktion, vil ca. 25% af det nye forbrug stamme fra spidslast efter 9 år, da dette forbrug ligger i perioder, hvor affaldsvarmen ikke er tilstrækkelig. Hvis ingen energiforbedringer foretages, vil over 50% stamme fra spidslast.



Figur 9: Visualisering af hvilken produktionsenheder ville levere det nye forbrug i det nuværende system, både med også uden årlige energireduktioner på 1,5%.

Energiomkostningen for det nye forbrug er beregnet som den totale forøgelse af omkostninger divideret med forøgelsen af forbruget ses i Figur 10. Figuren viser både omkostninger for det eksisterende varmebehov (med og uden 9 års forbrugsreduktioner) samt de marginale omkostningerne for udvidelsen (med og uden forbrugsreduktioner). Det ses, at den marginale omkostning er højere end den gennemsnitlige omkostning for det eksisterende varmebehov. Dette skyldes, at en større andel af det nye forbrug stammer fra spidslast og bypass (Figur 9).



Figur 10: Første og tredje søjle hvis den gennemsnitlige omkostning i scenarie 1 uden udbygning og hhv. med og uden 9 års energiforbedringer på 1,5% årligt. Søjle 2 og 4 viser den marginale omkostning ved udbygningen.

Da en stor andel af det nye forbrug forsynes med naturgas og bypass, kunne det overvejes at investere i en varmepumpe til håndtering af ny spidslast. Hvis Næstved Fjernvarme installerede en 5 MW eldreven luft-vand varmepumpe som havde prioritet under affald, men over bypass og spidslast, ville den marginale omkostning, hvor de anslået forbrugsreduktioner opnås, falde fra 89 kr./GJ fra 70 kr./GJ, og derved er varmepumpen rentabel. Hvis man i stedet ser på situationen, hvor forbrugsreduktionerne ikke opnås, ville en 5 MW varmepumpe. reducere den marginale omkostning i udbygningen fra 101 kr./GJ til 81 kr./GJ. Dette viser, at det kan være en god løsning at supplere med en lille varmepumpe for at undgå det øgede spidslastforbrug.

Projektforslaget for udbygning har en tidshorisont på 20 år og det antages at varmekonsumet falder med 1,5% i alle år. Derved falder behovet for spidslast efter år 9, hvor der ikke tilføjes nyt varmekonsum. Efter 20 år har forbrugsreduktionerne reduceret det totale forbrug med mere end udbygningen tilføjede. Hvis dette er realistisk, ville det blot være en årrække, hvor den nye udbygning tilføjer en del spidslast.

Omkostningerne til etablering af fjernvarmenettet er baseret på projektforslaget for de 14 nye varmeområder. I alt vurderes udbygningen af nettet og investeringer i stikledninger at involvere en samlet investering på ca. 172 millioner kroner.

Afskrevet over 30 år og ved anvendelse af en samfundsøkonomisk rente på 4%, svarer det til en årlig omkostning på ca. 10,1 million kroner eller svarende til gennemsnitligt 221 kr./MWh (61 kr./GJ) per leveret fjernvarme i de 14 nye fjernvarmeområder. Projektforslaget forudsætter at D&V for det nye net vil udgøre 3 kr./MWh (0,8 kr./GJ)

### **Økonomi i individuel opvarmning**

I de områder, der planlægges konverteret til fjernvarme er individuelle naturgasfyr i dag den dominerende opvarmningsform.

Naturgas er imidlertid en fossilbaseret opvarmning og set i lyset af de ambitiøse regeringsmålsætninger er det muligt, at der vil blive tilvejebragt virkemidler, som vil fremme en grøn omstilling af varmforsyningen i løbet af de næste 10 år.

Fjernvarme	Konvertering til fjernvarme er et muligt bud på en grøn løsning, naturligvis kun såfremt fjernvarmen produceres på baggrund af grøn energi.
Individuelle varmepumper	En anden mulighed er at udskifte naturgasfyrene til en elbaseret opvarmning, altså varmepumpeløsninger i form af jordvarmeanlæg eller luft-vand varmepumper. I de fleste tilfælde vurderes luft-vand varmepumper at tilbyde billigere opvarmning end jordvarmeanlæg da investeringsomkostningerne er lavere.
Eller hybridvarmepumper	<p>Endelig kan man forestille sig, at naturgasfyrene drives på grøn gas, i form af biogas eller metan produceret ud fra brint, i stedet for fossil gas. Udbuddet af biogas er imidlertid begrænset, og grøn gas produceret ud fra brint er forholdsvis dyr at producere, hvorfor denne vej umiddelbart forekommer mindre attraktiv.</p> <p>En mere relevant løsning er hybridløsninger, hvor en mindre eldrevet varmepumpe kombineres med et eksisterende gasfyr, som anvender grøn gas. Størstedelen af varmen i en sådan hybrid løsning vil komme fra den eldrevne varmepumpe, så gasfyret kun anvendes til backup og spidslast, når elprisen er meget høj eller på særligt kolde dage, hvor varmepumpens effekt ikke er tilstrækkelig.</p>



Energiforbrug per husstand	<p>Analysen tager udgangspunkt i en standard husstand med et varmebehov på 17,1 MWh/år, som skal skifte et udtjent naturgasfyr. Typisk regnes en standard husstand som havende et varmebehov på 18,1 MWh/år, mens det i projektforslaget for udvidelsen af fjernvarmeområdet, er vurderet at et standardhus, med det nye klimanormal, har et varmekonsum på 17,1 MWh.</p>
Brugerøkonomiske omkostninger	<p>Figur 11 og Figur 12, viser de forventede årlige brugerøkonomiske omkostninger ved tre forskellige individuelle opvarmningsløsninger i hhv. 2020 og 2030: en luft-vand varmepumpe, en gashybrid varmepumpe og et nyt naturgasfyr. For 2020 har vi desuden tilføjet omkostningerne til fjernvarme med de aktuelle fjernvarmetariffer i Næstved.</p> <p>Det fremgår, at luft-vand varmepumpen allerede i dag (2020) er lidt billigere end opvarmning med naturgas, mens hybridløsningen er lidt dyrere end de øvrige løsninger.</p> <p>Når naturgasløsningen er så relativt dyr, skyldes det blandt andet de forholdsvist høje afgifter på naturgas, og noget lavere afgifter på el til varme. Fjernvarmeløsningen er en anelse dyrere end varmepumpeløsningen og det nye naturgasfyr. I fjernvarmeløsningen indgår omkostninger til en valgfri serviceordning.</p> <p>Frem mod 2030 forventes varmepumpeløsningens konkurrencedygtighed at blive forbedret yderligere, fordi investeringsomkostningerne til varmepumper forventes at falde, mens virkningsgraden (COP) samtidigt forventes at blive forbedret.</p> <p>I 2020 udgør den årlige omkostning for den individuelle varmepumpeløsning 16.300 kr. svarende til ca. 267 kr./GJ (960 kr./MWh), mens den i 2030, er beregnet til 14.700 kr. årligt svarende til ca. 240 kr./GJ (865 kr./MWh).</p> <p>Hvis fjernvarmeløsningerne skal være konkurrencedygtige med de individuelle opvarmningsløsninger, skal de således kunne levere varme til kunderne i de 14 konverteringsområder til en samlet omkostning, der ligger under ovenstående niveauer.</p>
Gastariffer	<p>Distribution af gas i Næstved koster 36,8 kr./GJ eks. moms. Dertil kommer nødforsyningsstariffen og administrationsbidraget. Til sammenligning er landsgennemsnittet for distributionstariffen 37,4 kr./GJ i 2019. Den lokale gastarif er benyttet i beregningerne. I både 2020 og 2030 beregningerne</p>

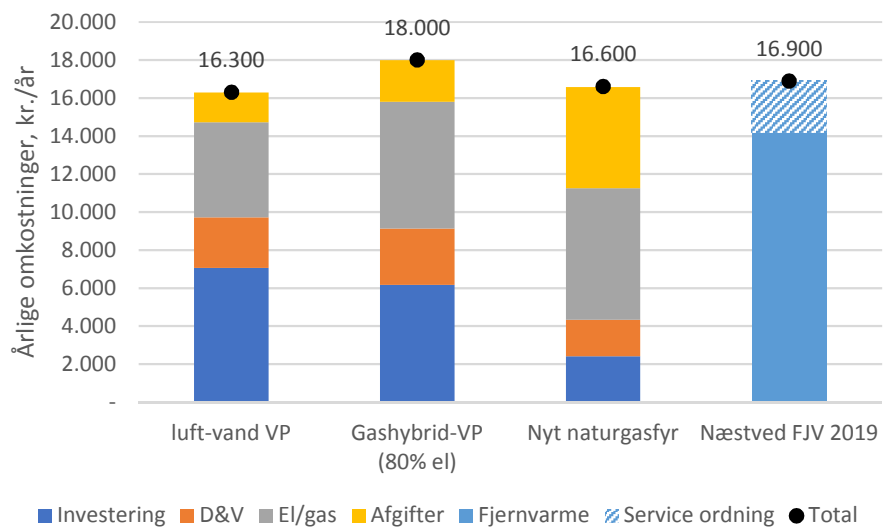
antages gastarifferne uændret fra i dag. Afbetalingen af det eksisterende net taler for, at tarifferne kan falde.

Omvendt vil et forventet faldende gasforbrug betyde, at de faste omkostninger til drift af gasnettet vil skulle fordeles på færre kunder, hvilket vil have opadvirkende effekt på tarifferne. Dertil kommer, at det givetvis være nødvendigt at investere i gasnettet af hensyn til integration og indføddning af biogas og andre grønne gasser. Fremtiden for tarifferne er derfor usikker.

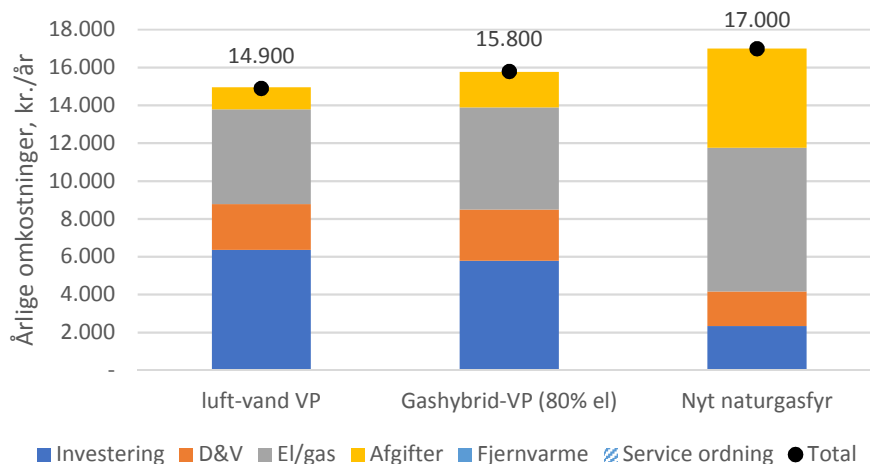
## Elnettariffer

Der er to eldistributionsselskaber i Næstved kommune: Cerius og NKE-Elnet. Beregningerne benytter Cerius' nettariffer. Dog er forskellen på nettarifferne lille. Cerius har en nettarif på 20,49 øre/kWh, mens NKE-Elnet har en nettarif på 21,55 øre/kWh. Til sammenligning ligger landsgennemsnittet i 2019 på 20,91 øre/kWh. Den årlige prisforskel mellem Cerius og NKE-Elnet kunder er ca. 40 kr./år ved et forbrug på 4.000 kWh.

Bilag A.1 beskriver yderligere forudsætningerne for beregningerne.



Figur 11: Årlig omkostninger ved forskellige individuelle opvarmingskilder i 2020, beregnet for en typisk husstand i Næstved på 168 m<sup>2</sup> med et årligt opvarmingsbehov på 17,1 MWh. Inkl. moms. Investeringen for luft-vand varmepumpen indeholder frakoblingsgebyrer på 7.017 kr. inkl. moms. Fjernvarmeomkostningen indeholder abonnement til varmemesterordning A. 2019 priser.



Figur 12: Årlig omkostninger inkl. Moms ved forskellige individuelle opvarmingskilder i 2030, beregnet for en typisk husstand i Næstved på 168 m<sup>2</sup> med et årligt opvarmningsbehov på 17,1 MWh. Investeringen for luft-vand varmepumpen indeholder gasnet frakoblingsgebyr på 7.017 kr. inkl. moms.

### Sammenligning af individuelle løsninger og fjernvarmeudvidelse

Tabel 4 sammenfatter økonomien i de forskellige opvarmningsløsninger vist for en husholdning med et varmeforbrug på 17,1 MWh årligt. Afhængigt af, hvorvidt de anslåede forbrugsreduktioner (1,5% årligt) opnås, er de marginale fjernvarmeproduktionsomkostninger for det nye område enten 70 eller 81 kr./GJ, når fjernvarmeproduktionen er baseret på affaldsforbrænding.

Her antages at en lille varmepumpe på 5 MW installeres for at reducere forbruget af spidslast. Det forventes, at en omkostning på ca. 85 kr./GJ kan opnås med et fjernvarmesystem med en varmepumpe som grundlast i stedet for affald.

Beregningen for de individuelle løsninger er baseret på teknologidata for 2025.

Det fremgår, at løsningerne har produktionsomkostninger i intervallet ca. 185 til ca. 220 kr./GJ. Naturgasløsningen har de højeste omkostninger, herefter følger luft-vand varmepumpen, mens de tre variationer af fjernvarme tilbyder de billigste opvarmningsløsninger.

Investeringsomkostningen for luft-vand varmepumpen vurderes at være behæftet med en vis usikkerhed, da installationsomkostningerne vil afhænge af de specifikke forhold hos de enkelte kunder.

Det er væsentligt at bemærke, at fjernvarmeproduktionsomkostningerne er beregnet, som de marginale meromkostninger for Næstved Fjernvarme og AffaldPlus set under et. Den faktiske betaling for fjernvarme vil afhænge af de konkrete aftaler mellem de to selskaber og eventuelt det aktuelle prisloft for affaldsvarme.

kr./GJ Eks. moms	Luft-vand VP	Nyt naturgas-fyr	Fjernvarme affald m. forbrugsreduktioner (13%)**	Fjernvarme affald uden forbrugsreduktioner**	Fjernvarme med varme- pumpe
Fjernvarmepr od.			70	81	85
Nettab			12	14	15
Investering i net			61	61	61
D&V net			1	1	1
Inv. anlæg	87	31	41*	41*	41*
D&V anlæg	33	24			
El/gas	69	93			
Afgifter	15	69			
<b>Total</b>	<b>204</b>	<b>217</b>	<b>185</b>	<b>198</b>	<b>203</b>
<b>Årlige omk. standard hus (inkl. moms)</b>	<b>15.700</b>	<b>16.700</b>	<b>14.200</b>	<b>15.200</b>	<b>15.600</b>

Tabel 4: Sammenligning af varmeforsyningsomkostninger for individuel varmepumpe og fjernvarmeløsning i 2025. 15 % tab af varmeproduktion (18% af varmesalg) i udbygningen. \*Varmemesterordning og målerbidrag, ekskl. moms (i alt 3153 inkl. moms årligt). Varmemesterordningen inkluderer omkostninger til fjernvarmeunit hos kunder. \*\* Vist for eksisterende forsyningsstruktur med affaldsvarme under forudsætning af nuværende affaldspris på 550 kr./ton.

Udover de umiddelbare økonomiske hensyn vil der være en række øvrige hensyn, som taler for hver af de tre varmeforsyningsmuligheder, jf. Tabel 5.

	Fordele	Ulemper
<b>Ind. naturgas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Naturgas kan erstattes med grøn gas (knap 10 % af gassen er grøn i dag)</li> <li>Udnytter eksisterende infrastruktur.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Naturgas er en fossil energikilde.</li> <li>Grøn gas er dyr at producere og trækker på en begrænset biomasseressource</li> </ul>
<b>Ind. varmepumpe</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kan anvende grøn strøm.</li> <li>Teknologien kan forventes at blive billigere og mere effektiv over tid.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Skift fra naturgas til varmepumper kan gå langsomt.</li> <li>Mulige støjgener</li> <li>Varmepumper kan vise sig vanskelig at indpasse i nogle bygninger pga. pladsforhold og bygningens energimæssige stand.</li> </ul>
<b>Fjernvarme</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Muliggør en hurtig konvertering til grøn varmeforsyning.</li> <li>Fjernvarme kan produceres fra mange forskellige energikilder: el, affald, biobrændsel, gas, overskudsvarme. Sikrer stor fleksibilitet og økonomisk robusthed.</li> <li>Gode samspilsmuligheder med et sol/vind baseret elsystem pga. lagringsmuligheder</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Udbygning af FV-net indebærer stort gravearbejde.</li> <li>Ikke CO<sub>2</sub>-fri forsyning, hvis fjernvarme fortsat kommer fra affaldsforbrænding.</li> <li>15 % af den producerede energi tabes i nettet</li> </ul>

Tabel 5: Fordele og ulemper ved forskellige opvarmingsløsninger.

### Sammenligning af individuel og fjernvarme løsninger i nybyggeri

Analysen har indtil videre beskæftiget sig med en udbygning af fjernvarme i eksisterende boligområder. I dette afsnit ser vi nærmere på konkurrenceforholdet mellem fjernvarme og individuel opvarmning nybyggede områder.

Fordelen ved etablering af fjernvarme i nybyggeri er, at gravearbejdet typisk ikke foregår i befæstet områder og derved potentielt er billigere. Ulempen ved at introducere fjernvarme i nybyggeri at energiforbruget generelt er meget lavere i disse bygninger sammenlignet med eksisterende bygninger. Derved er investeringsomkostningerne per solgt GJ af varme højere.

Dette gør sig dog også gældende for individuelle varmeløsninger, men i modsætning til fjernvarme kan varmeanlægget i et vist omfang skaleres efter det lavere behov og derved reducere disse omkostninger.

Da nybyggeri er meget energieffektivt kan fremløbstemperaturen i fjernvarmen potentielt sænkes, hvilket ville reducere varmetab i nettet. Derudover ville denne sænkning især gavne en varmeproduktion baseret på en varmepumpe, da COP- værdien stiger ved lavere fremløbstemperaturer.

Følgende analyse er baseret på et projektforslag til udbygning af fjernvarme i et nybygget område nord for Halfdan Rasmussens vej i Næstved Kommune. Udbygningen omfatter knap 300 huse med et forventet varmeforbrug på ca. 2.100 MWh inkl. nettab. Udbygningens påvirkning af varmebehovet er derfor meget begrænset, og antages det, at de anslået forbrugsreduktionerne opnås, kan knap 95% af det nye forbrug dækkes af den nuværende affaldsvarmekapacitet.

Tabel 6 opsummerer omkostningerne per GJ-varme for nybyggeri for både en luft-vand varmepumpe og fjernvarmeløsningerne. Det antages, at området ikke udlægges til naturgas, og derfor er varmepumpen det reelle alternativ til fjernvarme. Analysen viser, at fjernvarmeløsningerne er billigere end løsningen baseret på individuelle varmepumper.

Det fremgår ligeledes, at omkostningerne per energienhed er højere sammenlignet med udbygningen i eksisterende boligområder, men energiforbruget i husene er også meget lavere. Der tages forbehold for at beregningen er baseret på en enkel og relativ lille udbygning sammenlignet med det eksisterende forbrug.

Tabel 6 benytter de samme marginale produktionsomkostninger som i forrige beregning for udvidelsen i eksisterende boligområder. Dette skyldes at marginalomkostninger er følsom overfor størrelsen af det nye forbrug, da en større udvidelse ville medføre en større forbrug af spidslast og derfor en højere marginal. Derfor vurderes det mere retvisende at benytte samme marginaler som forrige analyse, da en lavere marginal kun opnås hvis udvidelsen i det eksisterende boligområde ikke udføres.

kr./GJ Eks. moms	Luft-vand VP	Fjernvarme m. forbrugsreduk tioner (13%)	Fjernvarme uden forbrugsreduk tioner	Fjernvarme med VP
Fjernvarmeprod.		70	81	85
Nettab		12	14	15
Investering i net		108	108	108
D&V net		9	9	9
Inv. anlæg	177			
D&V anlæg	83	103*	103*	103*
El/gas	69			
Afgifter	15			
<b>Total</b>	<b>344</b>	<b>303</b>	<b>316</b>	<b>320</b>
<b>Årlige omk. standard hus (inkl. moms)</b>	<b>10.500</b>	<b>9.300</b>	<b>9.700</b>	<b>9.800</b>

Tabel 6: Sammenligning af varmeforsyningsomkostninger for individuel varmepumpe og fjernvarmeløsning i 2025 for nybyggeri. Det antages at en husstand har et årligt varmebehov på 6,8 MWh. 15 % tab af varmeproduktion. \*Varmemesterordning og målerbidrag, ekskl. moms (i alt 3153 inkl. moms årligt) inkluderer omkostninger til fjernvarmeunit hos kunde.

### 5.3 Konsekvenser af nye klimamål

Regeringen (Socialdemokratiet), Venstre, Dansk Folkeparti, Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti, Enhedslisten og Det Konservative Folkeparti har i december 2019 indgået aftale om en bindende klimalov der indeholder et mål, at udledningen af drivhusgasser skal reduceres med 70 % i 2030 sammenlignet med 1990. Spørgsmålet er, hvilke ændringer i regulering og afgifter dette kan medføre, og om/hvordan det vil påvirke økonomien for de forskellige opvarmningsteknologier.

I løbet af 2020 forventes klimaloven at blive fulgt op af en klimahandlingsplan med konkrete tiltag. Vi kan derfor alene gøre formodninger om hvilke typer af tiltag, der vil blive iværksat:

#### Tiltag til at reducere opvarmning med naturgas.

Naturgas er i dag pålagt høje energiafgifter. Disse vil formentligt som minimum blive fastholdt, men ikke nødvendigvis forøget. Konverteringen fra naturgas vil formentlig blive fremmet ved at gøre alternativerne mere attraktive. Fx ved at sænke afgiften på el til opvarmning yderligere eller ved at give tilskud til eldrevne varmepumper.

### **Varmepumper.**

I forlængelse af ovenstående er det sandsynligt, at der vil blive iværksat virkemidler for at fremme udbredelsen af både individuelle varmepumper og varmepumper i fjernvarmeforsyningen.

### **Minde fossil energi i affaldsforbrænding.**

Hvis 70 % målet skal nås vil det formentligt være nødvendigt at sætte hårdere ind for at udfase det fossile indhold (plastic) i affaldsforbrændingen via bedre og sortering og ved at arbejde med hele produktkæden.

Lykkes den indsats, vil det formentligt reducere energimængderne til affaldsforbrænding betydeligt, hvilket kan føre til overkapacitet i markedet og sandsynliggøre lavere priser på affaldsforbrænding, som illustreret i beregningerne med lav affaldspris.

I dag svarer affaldsvarme afgift svarende til, at al energiindholdet er fossilt. Man kan forestille sig, at afgifterne fremadrettet differentieres, så der kun betales høj energiafgift af den fossile del af affaldet.

Det vil give incitament til at anvende grønne affaldsfraktioner på forbrændingsanlæggene og kan muligvis medføre en lavere samlet afgiftsbetaling for den tilbageværende grønnere affaldsvarme.

### **Øget fokus på energieffektivisering.**

Det er sandsynligt, at der vil blive indført nye virkemidler til at fremme energieffektivisering af bygninger. Fx ved at afsætte flere midler til den markedsbaserede tilskudspulje som blev vedtaget med Energiaftalen 2018.



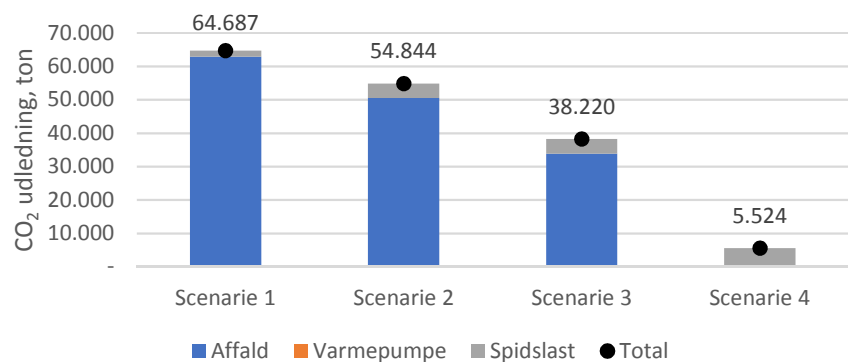
## 5.4 CO<sub>2</sub> påvirkningen i scenarierne

Figuren nedenfor viser CO<sub>2</sub> udledningen forbundet med fjernvarmeforsyning i de fire scenarier. Det antages, at eldrevne varmepumper har en udledning på 0 ton CO<sub>2</sub>/GJ, da elforsyning på sigt forventes at være 100% baseret på vedvarende energikilder i 2028 jf. Energistyrelsen basisfremskrivning.

Forbrænding af affald er ikke CO<sub>2</sub> neutralt grundet den plast, som affaldet indeholder. Affaldsforbrænding antages at udlede 38 kg CO<sub>2</sub>/GJ<sub>indfyret</sub>.<sup>2</sup> I beregningen er medregnet al CO<sub>2</sub> udledt fra AffaldPlus' anlæg, også for den varme som ikke kan afsættes og blot bortkøles. Det antages endvidere, at anlægget har 8.000 fuldlasttimer.

Spidslasten antages beregningsmæssigt at være baseret på naturgas (fossil gas), som udleder 57 kg CO<sub>2</sub>/GJ.

Et skift fra den nuværende situation (scenarie 1) til et fjernvarmesystem med 40 MW varmepumpekapacitet ville nedsætte CO<sub>2</sub> udledningen med ca. 90 %.



Figur 13: Udledningen fra varmeproduktionen i de 4 fjernvarme scenarier uden udbygning.

<sup>2</sup> AffaldPlus har oplyst, at den faktiske udledning i 2018 var lidt højere; 44,19 kg. CO<sub>2</sub>/GJ

Udbygningen til de 14 energidistrikter vil fortrænge forbrænding af både naturgas og olie i individuelle fyr.

Figur 14 viser potentialet i områderne, hvor det antages, at alle etageboliger, mellemstore kunder samt primære kunder pt. benytter naturgas.

Figuren afspejler kun boliger/bygninger som forventes at tilslutte sig fjernvarme, i.e. 100% af primære kunder/etageboliger og 90% af almindelige husstande og mellemstore kunder. Potentialet udgør ca. 10.500 ton CO<sub>2</sub>. Den realiserede CO<sub>2</sub>-reduktion vil afhænge af sammensætningen af fjernvarmeforsyningen, når udbygningen er fuldført.

## 5.5 Forslået videre analyse

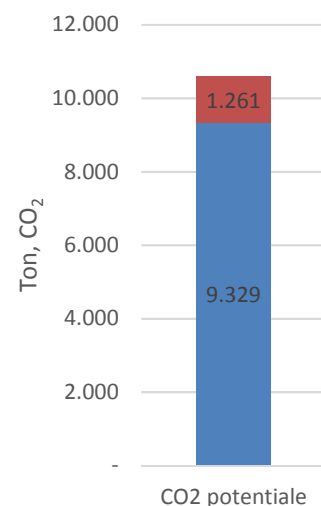
Denne analyse har taget udgangspunkt i 4 sandsynlige scenarier, men disse er ikke de eneste løsninger.

### Varmepumpe COP og forskellige varmekilder

Scenarierne tager udgangspunkt i luft-vand varmepumper som beskrevet i Energistyrelsens teknologikatalog. En varmepumpes COP er i høj grad afhængig af temperaturen af dens varmekilde, da den stiger ved varmere kilder. En luft-vand varmepumpes COP er lavere i de kolde vintermåneder, hvor der er mere behov for varmen.

Luft-vand varmepumper benyttes, hvis en bedre alternative varmekilde ikke er tilgængelig. Alternative varmekilder, som kan øge en varmepumpes COP, inkluderer fx overskudsvarme fra industri eller renseanlæg. Derudover er geotermisk varme pumpet op fra undergrunden også en mulig varmekilde, men dette kræver specifikke forhold i undergrunden.

Der er et rensningsanlæg i Næstved tæt på AffaldsPlus' affaldsforbrænding. Det kunne undersøges, hvorvidt dette kunne benyttes som en varmekilde. I Energistyrelsens "Inspirationskatalog for store varmepumpeprojekter i fjernvarmesystemet" fra december 2017 beskrives to varmepumper som benytter



Figur 14: Estimeret CO<sub>2</sub> udledning i energidistrikterne

spildevand som varmekilde og opnår en COP på 4,5 – 4,6. Jf. teknologikataloget har en luft-vand varmepumpe i 2020 en COP på 3,6. Et andet alternativ for at hæve COPen for en varmepumpe er at sænke fremløbstemperaturen i fjernvarmenettet. Stigningen i COPen vil afhænge af, hvor stor en sænkning der opnås.

### **Solvarme**

Et solvarmeanlæg uden lager forventes at kunne levere varme til ca. 58 kr./GJ, hvilket er en attraktiv varmepris.

Værdien af solvarmen afhænger af produktionsomkostningerne ved den varme, den fortrænger. Da anlægget producerer om sommeren vil et nyt solvarmeanlæg i Næstved primært fortrænge affaldsvarme, som har lave marginale varmeproduktionsomkostninger. Desuden ville den fortrængte affaldsvarme blot skulle bortkøles, og dens omkostning alligevel betalt af affaldskunderne i Næstved Kommune.

Hvis affaldsvarmen i fremtiden erstattes af en varmepumpe, ville et solvarmeanlæg fortrænge forholdsvis billig, grøn varme. Desuden er både varmepumper og solvarme mindst effektive om vinteren, hvor varmebehovet er højest.

Det sagt, kan det ikke udelukkes at lokale forhold og regulering muligvis kan retfærdiggøre investeringen i et solvarmeanlæg. I en analyse af fremtidige produktionsmuligheder vil det derfor relevant også at belyse solvarmeløsningen nærmere.

### **Placering af varmekapacitet**

Analysen har ikke analyseret den optimale placering af eventuel ny kapacitet. Central placering ved AffaldPlus har den fordel af infrastrukturen er til stede, dog med en 50 MW begrænsning i vekslerstationen mod Næstved. En decentral placering kan reducere nettab, have hydrauliske fordele, samt kunne erstatte lokalt forbrug af spidslast.

I forbindelse med investering i ny varmekapacitet bør den optimale placeringen analyseres nærmere.

## A. Bilag – Data og analyser

### A.1 Teknologidata for individuelle opvarmningsformer

Tabel 7 opsummerer data for 4 individuelle opvarmningsformer for 2020. Dataene benyttes til at beregne den årlige omkostning for de individuelle løsninger. De årlige ydelser for investeringen beregnes med en løbetid svarende til teknologiens levetid og med en rente på 4%.

Dataene stammer hovedsageligt fra Energistyrelsens Teknologikatalog, dog med nogle rettelser markeret med \* i tabellen. Til sammenligning ses teknologikatalogets data i tabel 8. Forskellene gennemgås herunder.

2019-priser Inkl. moms		Luft-vand VP	Naturgasfyr	Hybrid VP 80% el
Investering	kr.	83.900 *	30.500	78.000 *
Fast D&V	kr.	2.700	1.900	3.000 *
Levetid	år	18	18 *	18 *
Virkningsgrad	%	280 % *	97 %	310 %/97 % *
Frakobling NG	kr.	7.017 *	0	0

Tabel 7: 2020 data for individuelle opvarmningsformer, inklusive moms. \*) Afviger fra teknologikataloget.

2019-priser Inkl. moms		Luft-vand VP	Naturgasfyr
Investering	kr.	92.400	30.500
Fast D&V	kr.	2.700	1.900
Levetid	år	18	20
Virkningsgrad	%	340 %	97 %

Tabel 8: 2020 data for individuelle opvarmningsformer, inklusive moms. Teknologikataloget indeholder ikke data for gas-hybride varmepumper. Kilde: Energistyrelsens teknologikatalog.

#### Afvigelser fra teknologikataloget: Luft-vand varmepumper

Investering

Investeringsomkostningerne i teknologikataloget er fremlagt for en 4 kW og 10kW varmepumpe for hhv. nybyggeri og eksisterende boliger.

Det vurderes at en 10 kW varmepumpe er for stor for en standard husstand og en mindre varmepumpe vil have lavere investeringsomkostninger. I stedet for at bruge teknologikatalogets investeringsomkostninger udarbejdes en funktion for investeringsomkostningen, som har kapaciteten som input.

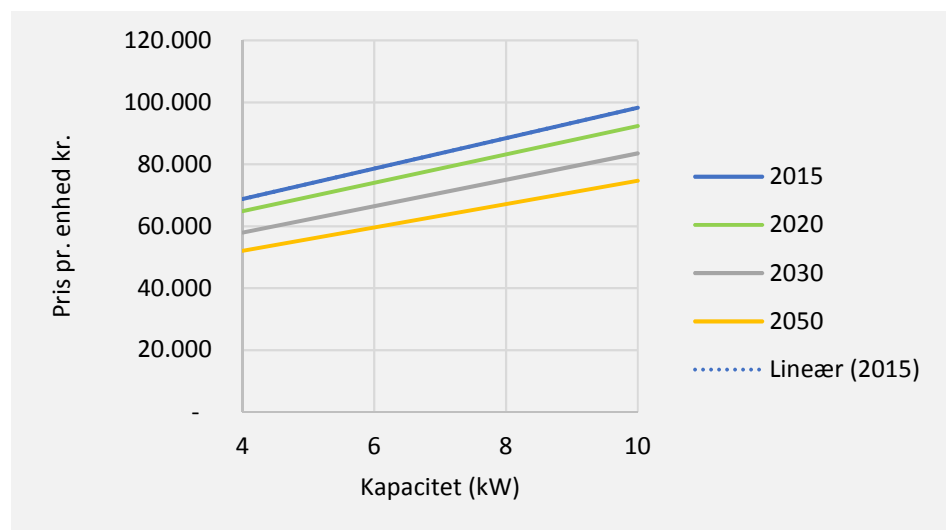
Det antages at investeringsomkostningen for varmepumper kan deles i to komponenter: en enhedsomkostning som er fast uafhængig af kapacitet og en variabel effektomkostning. Det antages at forskellen i pris for en 4 kW og 10 kW varmepumpe skyldes forskellen i kapacitet. Dekomponeringen er fortaget vha. teknologikatalogets data for en 4 kW og 10 kW luft-vand varmepumpe, hvor forskellen i deres pris skyldes forskellen i kapacitet. Fx i 2020 koster en 4 kW varmepumpe ca. 68.800 kr. mens en 10 kW varmepumpe ca. 92.400 kr. De variable priselement beregnes derfor som (inkl. moms):

$$\frac{92.400 - 68.800 \text{ kr.}}{10 - 4 \text{ kW}} = 3.900 \text{ kr./kW}$$

Det konstante priselement ved investering i en varmepumpe udgør derfor:

$$87.900 \text{ kr.} - (3.900 \text{ kr./kW} \cdot 10 \text{ kW}) = 53.000 \text{ kr.}$$

Figur 15 viser den totale investering for en luft-vand varmepumpe som funktion af dens kapacitet.

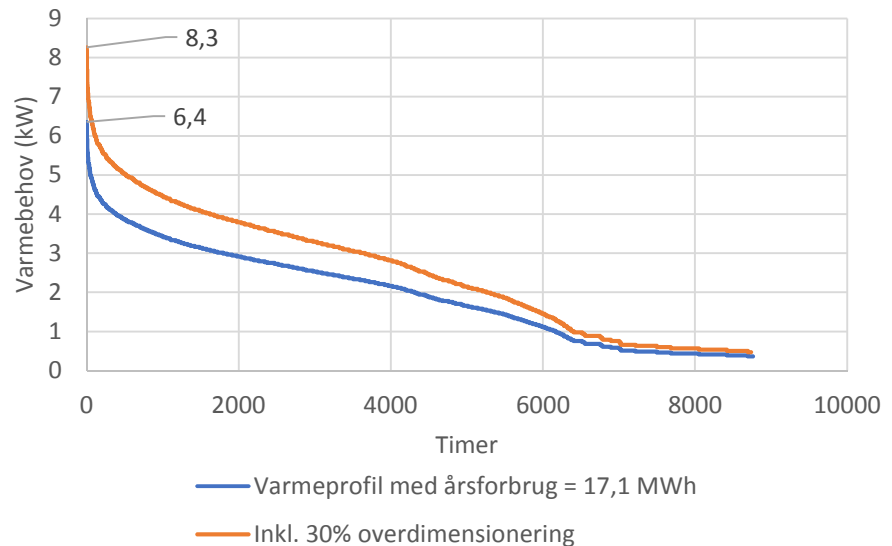


Figur 15: Investeringen for en luft-vand varmepumpe som funktion af dens kapacitet. 2019 priser.

Det nødvendige spidsvarmeforbrug beregnes vha. en typisk varmeprofil. Ud fra denne og et givet årsforbrug er det muligt at estimere husstandens varighedskurve. Varighedskurven for en husstand med et forbrug på 17,1 MWh ses i Figur 16.

Varmepumpen dimensioneres som spidsvarmeforbruget tillagt en buffer på 30%. En husstand med en årligt varmeforbrug på 17,1 MWh har et forventet

spidslastvarmebehov på 6,4 kW som så hæves til 8,3 kW. Ud fra dette beregnes investeringen vha. Figur 15 som 82.400 kr. inkl. moms i 2020.



Figur 16: Forventet varmeprofil for en husstand med et årligt varmeforbrug på 18,1 MWh.

Jf. PlanEnergi koster en luft-vand varmepumpe mere end dette i dag, men baseret på tendenserne i Sverige vurderes priserne i Danmark at falde indenfor den nærmeste fremtid. Dog er den præcise tidshorisont svær at forudse.

#### Effektivitet/COP

En COP-værdi er ikke kun afhængig af selve varmepumpen, men også af forholdene, hvor den installeres. Dette skyldes, at varmepumpens COP er påvirket af udetemperaturen samt fremløbstemperatur. COP'en falder ved lave udendørs temperaturer samt høje fremløbstemperaturer. Et dårligt isoleret hus kræver en højere fremløbstemperatur, og opnår derfor en lavere gennemsnitlig COP sammenlignet med et energirenoveret hus.

En intern undersøgelse af faktiske opnået COP-værdier for installeret varmepumper konkluderede, at varmepumper har en gennemsnitlig COP på 2,8, hvor teknologikataloget fremlægger værdier på 3,4 eller 4 for hhv. et vandbåren radiator-system og et gulvvarmesystem. Det antages, at en stor andel af varmepumper installeret indenfor de næste 10 år bliver installeret i eksisterende boliger, og derfor vurderes det, at den gennemsnitlige COP i teknologikataloget er for høj. En gennemsnitlig COP-værdi på 2,8 i 2020 benyttes i stedet. Det forventes, at denne vil stige til 3 frem mod 2050.

Frakoblingsgebyr Omkostningen for en luft-vand varmepumpen indeholder et extra frakoblingsgebyr som hybridvarmepumpen og naturgasfyret ikke skal betale. Ved skift væk fra naturgas forventes det at husstanden betaler for frakobling af naturgas.

Naturgasleverandøren kan også kræve en frakobling, hvis en husstand er tilkoblet naturgasnettet, men ikke har et forbrug. Hvis husstanden har gaskomfur og fortsætter med brugen heraf, skal husstanden naturligvis ikke frakobles gasnettet.

En frakobling koster 7.017 kr. inkl. moms jf. Dansk Gas Distribution (nu Evida).<sup>3</sup> Denne omkostning inkluderes som en investering med årlige ydelser svarende til et lån med en løbetid på varmepumpens levetid og en rente på 4%.

#### **Afvielser fra teknologikataloget: Naturgasfyr**

Levetid I teknologikataloget har naturgasfyr en levetid på 20 år. Faktiske data fra HMN viser, at et gasfyr i realiteten udskiftes i gennemsnit efter 18 år.

#### **Afvielser fra teknologikataloget: Hybridvarmepumpe**

Hybridvarmepumper er ikke reflekteret i teknologikataloget.

Investering Dansk Gas Center vurderer, at for en gennemsnitlig husstand er en varmepumpekapacitet på 3-5 kW tilstrækkelig, som derefter suppleres af et lille gasfyr. I 2018 vurderede DGC, at en hybridvarmepumpe koster ca. 50.000 kr. ekskl. moms.<sup>4</sup> Dette vurderes lavt, især når en 4 kW eldrevne luft-vand varmepumpe koster ca. 51.800 eks. moms kr. i 2020 jf. teknologikataloget. Derudover kommer omkostningerne til gasfyret.

Det vurderes at prisen for en hybridvarmepumpe i 2020 ligger ca. 25% over DGC's vurdering, dvs. 62.500 kr. ekskl. moms i 2020 (78.100 kr. inkl. moms).

Prisudviklingen frem mod 2050 er gennemsnittet af prisudviklingen på naturgasfyr og luft-vand varmepumper. Fx hvis investeringen for luft-vand varmepumper falder med 10% og naturgasfyr falder med 5% vil investeringen for en hybridvarmepumpe falde med 7,5%.

Fast D&V

---

<sup>3</sup> <https://www.dgd.dk/priser-og-sikkerhed/priser-privatkunder/>

<sup>4</sup> Korrespondance med DGC.

Det antages, at en hybridvarmepumpe vil have lignende faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger som luft-vand varmepumper. Luft-vand varmepumper har pt. krav om et årligt eftersyn grundet kølemidlet, og en hybridvarmepumpe skal formentlig leve op til samme krav. Dog indeholder en hybridvarmepumpe også et naturgasfyr, som forventes at blive serviceret sammen med varmepumpekomponenten. Meromkostningen hertil forventes at være lille og sættes til 300 kr./år.

Levetid

Da den primære varme leveres fra varmepumpekomponenten, forventes det at en hybridvarmepumpe har ca. samme levetid som almindelige luft-vand varmepumper.

Effektivitet/COP

Det antages at varme produceret på gasfyret har en effektivitet som et almindeligt naturgasfyr.

Da en hybridvarmepumpe kan undgå brugen af varmepumpekomponenten, når den er ineffektiv, forventes den at opnå en højere gennemsnitlig COP på årsbasis end en standard luft-vand varmepumpe.

Det forventes, at den gennemsnitlige COP vil være 3,1 i 2020 stigende til 3,3 i 2050. Dette svarer til den gennemsnitlige COP, installerede jordvarmeanlæg opnår. Et jordvarmeanlæg er mindre påvirket af udendørstemperaturer og opnår derfor en mere stabil COP over året.

Det forventes, at en hybridvarmepumpe på samme måde opnår en mere stabil COP, som er lidt højere end en luft-vand varmepumpes COP.

## A.2 Teknologidata for fjernvarme løsninger

Tabel 9 opsummerer de økonomiske værdier benyttet i analysen. Som udgangspunkt benyttes Energistyrelsens Teknologikatalog. Elforbrug til fx pumper (2% af leveret varme) er indregnet i COP- værdien for varmepumpen.

Data for AffaldPlus' kraftvarmeværk stammer fra AffaldPlus Årsrapport 2018 samt information modtaget direkte fra AffaldPlus.

De årlige investeringsomkostningerne for nye anlæg beregnes med en rente på 4% med en løbetid over teknologiens levetid. For AffaldPlus eksisterende forbrændingsanlæg indgår de eksisterende (2018) omkostninger til afskrivninger og renter.



Investeringer i Næstved Fjernvarmes gaskedler betragtes som sunk cost. Derudover antages det, at gaskedlerne har en effektivitet på 90%, hvor en ny gaskedel ifølge Teknologikataloget har en effektivitet på 103%.

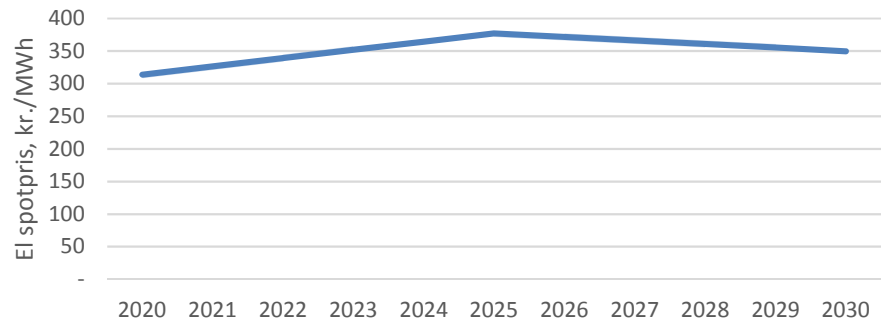
2019-priser		Eks. gaskedel	Affald, Næstved	Affald, mellemstort	Eldreven, varmepumpe
Investering	kr./MW <sub>varme</sub>	0	0	20,8 mio.	5,2 mio.
Levetid	År	20	25	25	25
Elvirkningsgrad	%	-	14 %	22 %	-
Varmevirkningsgrad	%	90 %	75 %	79 %	336 %
Fast D&V	kr./MW <sub>varme</sub> /år	15.300	1,1 mio.	0,6 mio.	15.700
Variabel D&V	Kr./GJ	2	26	16	4
Kilde		Teknologi-katalog	Affald-Plus	Teknologi-katalog	Teknologi-katalog

Table 9: Opsummering af de vigtigste økonomiske værdier for fjernvarme produktionsanlæg benyttet i analysen opsummeret i Figur 8. 2019 priser.

Selvom varmepumper i fjernvarmesektoren er stærkt stigende, er det stadig en ny teknologi, og derfor er erfaringerne og datagrundlaget mere begrænset sammenlignet med andre teknologier. Derfor indeholder værdierne for denne teknologi større usikkerheder.

### A.3 Elpriser

Figur 17 viser den anvendte fremskrivning for elspotprisen. Det forventes, at elprisen stiger fra ca. 310 kr./MWh i 2020 til ca. 375 kr./MWh i 2025, hvorefter den forventes at falde svagt igen til 350 kr./MWh i 2030. Afhængig af typen af forbruger er omkostninger til el beregnet forskelligt. Herunder beskrives elomkostningen for de typer benyttet i analysen.



Figur 17: Elspotprisen. Kilde: Ea Energianalyse

### Almindelig privat husstand med elvarme

Omkostninger til el for en almindelig husstand har i dag en række komponenter som vist i Figur 18.

Husstanden betaler først og fremmest for den forbrugte energi. Dette antages som værende den gennemsnitlige elspotpris medregnet avance til elforhandleren.

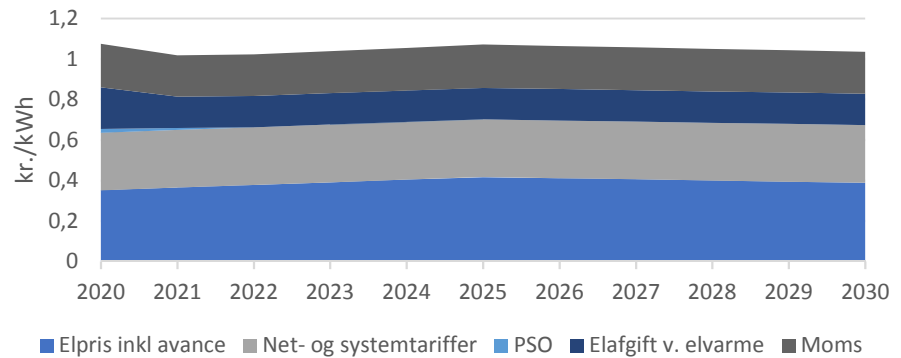
Avancen svarer til knap 2,8 øre/kWh uden moms. Spotprisen hæves med 3% i forhold til den gennemsnitlige spotpris, som tager højde for at en husstand med el-baseret opvarmning benytter mere varme, og derved el, om vinteren.

Om vinteren er el generelt lidt dyrere sammenlignet med el produceret om sommeren, og derfor kan den gennemsnitlige elpris set af en husstand med elvarme forventes at være lidt højere end årgennemsnittet for elprisen.

Dertil betales tariffer for transport af elektriciteten. Disse udgør knap 30 øre/kWh som er landsgennemsnittet. Tariffen i Næstved ligger tæt på dette gennemsnit.

Der er indregnet PSO, men den udfases frem mod 2022, for energiforbruget betales også en energiafgift og moms til staten. Elafgiften er reduceret for huse med elvarme for al elforbrug over 4.000 kWh.

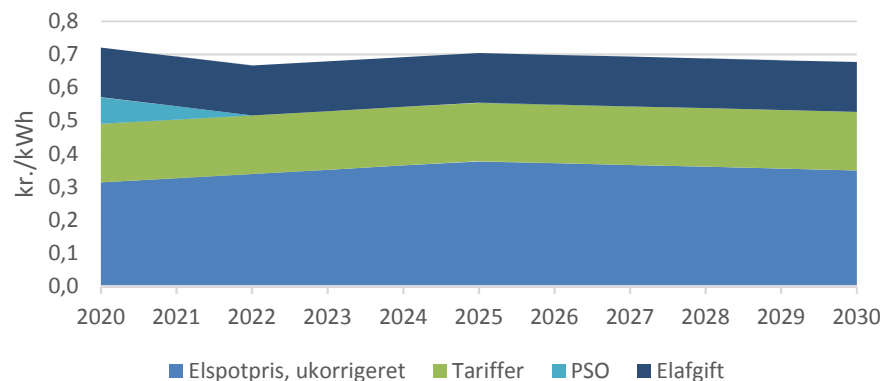
I beregningerne antages at al el til opvarmning afregnes til den lave afgiftstakst som i 2030 forventes at være 15,5 øre/kWh.



Figur 18: Elomkostningen for en husstand med elvarme. Faste årlige udgifter, fx abonnement, er ikke inkluderet. Dette er derfor meromkostningen ved strøm til elvarme.

### Fjernvarmeteknologier som forbruger eller sælger elektricitet

Figur 19 viser komponenterne for elomkostninger for en fjernvarmeproducent.



Figur 19: Elprisen for en fjernvarmeproducent. Ved forbrug af el til at producere fjernvarme antages det at der kan opnås gennemsnitlig spotpris på 5% lavere end den ukorrigeret. Ved salg af el i forbindelse med fjernvarmeproduktion antages det at der kan opnås en gennemsnitlig spotpris 5% over den ukorrigeret.

Fjernvarmeselskaber kan i modsætning til husstande købe el til spotpriser. Fjernvarmeproduktionen baseret på varmepumper i scenarierne kan i et vist omfang forskydes, uden det påvirker kundernes komfort, det er derfor muligt for varmepumpen, at opnå en lavere elpris end den gennemsnitlige elpris ved at undgå varmeproduktion i timer, hvor elspotprisen er særligt høj.

Dette er især tilfældet, hvis der som i Næstved er adgang til varmelagre og hvis fjernvarmen kan produceres på en kombination af teknologier, hvor

producenten kan skifte mellem produktion af fjernvarme på el og på andre brændsler.

Det antages, at fjernvarmeproduktion baseret på varmepumper opnår en købspris for el 5% lavere end årsgennemsnittet for elspotprisen.

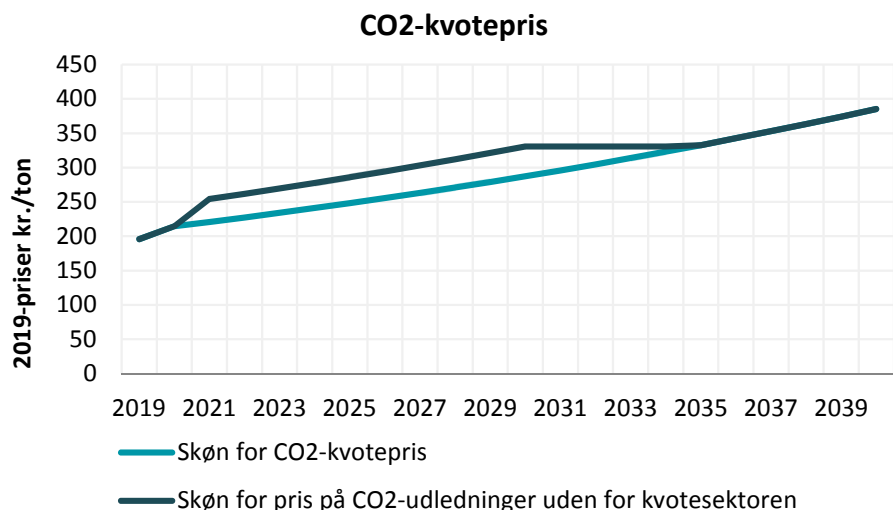
Ud fra samme tankegang, kunne et kraftvarmeanlæg, som både producerer varme og el, også undgå at producere el, når elpriserne er meget lave. Dog beregnes der i analysen med at kraftvarme anlægget har en driftstid på 8.000 fuldlasttimer og derved er der kun begrænset potentiale for elprisoptimering.

Udover selve omkostningerne til elektriciteten, skal der også betales en eltarif svarende til 17,7 øre/kWh. Som med husstanden betaler fjernvarme producenter pt. en PSO-tarif, men denne udfases frem mod 2022. Energiafgiften udgør 15 øre/kWh.

#### A.4 CO<sub>2</sub> kvoter

Ved beregning af CO<sub>2</sub> omkostningen ved forskellige fjernvarmeløsninger benyttes Energistyrelsens CO<sub>2</sub>-kvotepriser som vist i Figur 20.

Fjernvarmeløsningerne er beregnet for 2025, hvor CO<sub>2</sub>-kvoteprisen forventes at være 248 kr./ton CO<sub>2</sub>

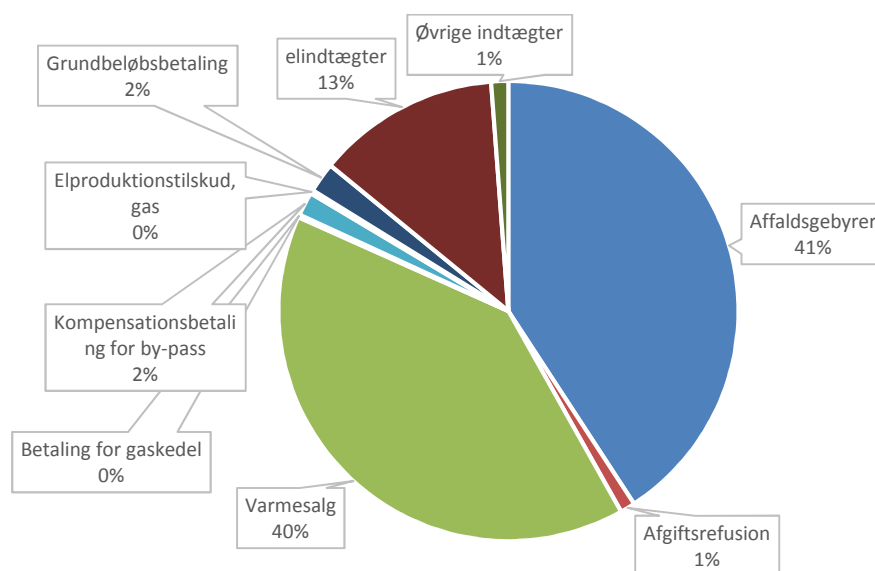


Figur 20: CO<sub>2</sub>-kvoteprisen benyttet til beregning af omkostninger ved fjernvarmeløsninger. Kilde: Energistyrelsen.

## A.5 Tekniske og økonomiske forhold ved Næstved Affaldsenergi

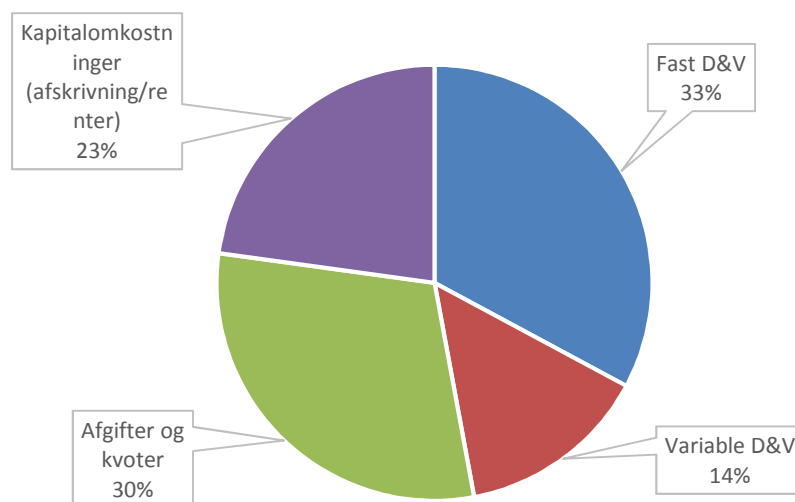
I 2018 udgjorde affaldsenergianlæggets samlede indtægter ca. 166 mio. kr. Størstedelen af indtægterne kommer fra affaldsgebyrer og salg af fjernvarme til Næstved Fjernvarme, samt indtægter fra salg af el.

Næstved Affaldsenergi har historisk modtaget grundbeløbsbetaling, men tilskuddet er udfaset i løbet af 2018. Den gennemsnitlige tarif for behandlet affald var ca. 550 kr./ton i 2018.



Figur 21: Fordeling af Næstved Affaldsenergi indtægter i 2018.

Anlæggets omkostninger beløb sig til 143 mio. kr. i 2018. Omkostningerne består i afskrivninger og renter på anlægsinvesteringer, drifts – og administrationsomkostninger herunder løbende investeringer i materiel samt afgiftsbetaling til staten.



Figur 22: Fordeling af Næstved Affaldsenergi omkostninger i 2018.

På omkostningssiden er Næstved Affaldsenergis omkostninger nogenlunde sammenlignelige med et nyt mellemstort affaldsbrændingsanlæg ifølge Energistyrelsens teknologikatalog. Anlæggets driftsomkostninger er noget højere end for et nyt anlæg, til gengæld er kapitalomkostningerne en del lavere. opsummerer driftsomkostningerne for Næstved Affaldsenergi. Data er modtaget fra AffaldPlus.

	Mio. kr.
Fast D&V	47,1
Variable D&V	20,4
Afgifter og kvoter	43,1
Kapitalomkostninger (afskrivning/renter)	32,7
<b>Sum</b>	<b>143,2</b>

Tabel 10: Fordeling af Næstved Affaldsenergi omkostninger i 2018for

Tabel 11 opsummerer tekniske og økonomiske nøgleparametre for affaldsforbrændingsanlægget.

Parameter	Enhed	Værdi
Varmesalg	MWh	225.046
Affald behandlet	ton	123.053
Elsalg	MWh	51.680
Elpris	kr./MWh	350
Variable D&V	kr./ton	151
CO2-kvotepri	kr./ton	200
CO2-udledning	ton	49.098
Affaldsvarmeafgift	kr./GJ	20
Tillægsafgift	kr./GJ*	32
CO2-afgift	kr./ton	175

Table 11: Assumptions for AffaldsPlus plant in 2018, based on information from the Annual Report 2018 and information disclosed by AffaldPlus. \* multiplied by factor 1,2 and corrected for methane.

## A.6 Scenarieresultater

### Resultater for eksisterende varmekonsum

Sce.	Kapacitet	FLT	Andel	Affaldspris: 275 kr/ton	Affaldspris: 550 kr/ton
	MW	timer	%	kr./GJ	kr./GJ
1	Affald (eks)	5.242	92,8%	114	61
	Bypass	2.153	3,5%	150	150
	Gas spids	181	3,7%	154	154
	Vægtet omk.			<b>117</b>	<b>67</b>
2	Affald (eks)	6.267	71,7%	104	59
	Affald (ny)	3.516	17,2%	140	50
	Bypass	2.928	2,3%	150	150
	Gas spids	428	8,8%	141	141
	Vægtet omk.			<b>114</b>	<b>67</b>
3	Affald (eks)	6.267	71,7%	104	59
	Bypass	2.928	2,3%	150	150
	Varmepumpe	3.516	17,2%	88	88
	Gas spids	428	8,8%	141	141
	Vægtet omk.			<b>105</b>	<b>73</b>
4	Varmepumpe	5.442	89,0%	78	78
	Gas spids	539	11,0%	139	139
	Vægtet omk.			<b>85</b>	<b>85</b>

Table 12: Average heat supply costs for each of the four scenarios and the weighted average production costs for each scenario. Based on a heat consumption that only includes existing consumption.

**Resultater for varmeforbrug inkl. udbygning og 9 års forbrugsreduktioner (13%)**

Sce.	Kapacitet	FLT	Andel	Affaldspris: 550 kr/ton
	MW	timer	%	kr./GJ
1	Affald (eks)	5.332	91,2%	61
	Bypass	2.465	3,9%	150
	Gas spids	251	5,0%	148
	Vægtet omk.			<b>68</b>
2	Affald (eks)	6.344	70,1%	59
	Affald (ny)	3.610	17,1%	50
	Bypass	3.096	2,3%	150
	Gas spids	529	10,4%	139
	Vægtet omk.			<b>68</b>
3	Affald (eks)	6.344	70,1%	59
	Bypass	3.096	2,3%	150
	Varmepumpe	3.610	17,1%	87
	Gas spids	529	10,4%	139
	Vægtet omk.			<b>74</b>
4	Varmepumpe	5.524	87,2%	78
	Gas spids	647	12,8%	137
	Vægtet omk.			<b>86</b>

*Tabel 13: Gennemsnitlige varmeforsyningsomkostninger for hver af varmeproduktionsteknologierne i de fire scenarier samt de vægtede gennemsnitlige produktionsomkostninger for hvert scenarie. Baseret på et varmeforbrug som inkluderer udbygningen med 9 års forbrugsreduktioner (13%) ift. 2018.*



### Resultater for varmeforbrug inkl. udbygning eks. forbrugsreduktioner

Sce.	Kapacitet	FLT	Andel	Affaldspris: 550 kr/ton
	MW	timer	%	kr./GJ
1	Affald (eks)	5.656	84,4%	60
	Bypass	3.210	4,4%	150
	Gas spids	649	11,2%	137
	Vægtet omk.			<b>73</b>
2	Affald (eks)	6.645	64,1%	59
	Affald (ny)	3.690	25,4%	50
	Bypass	2.885	1,9%	150
	Gas spids	497	8,6%	139
	Vægtet omk.			<b>65</b>
3	Affald (eks)	6.645	64,1%	59
	Bypass	2.885	1,9%	150
	Varmepumpe	3.690	25,4%	87
	Gas spids	497	8,6%	139
	Vægtet omk.			<b>74</b>
4	Varmepumpe	5.312	91,5%	79
	Gas spids	492	8,5%	139
	Vægtet omk.			<b>84</b>

Tabel 14: Gennemsnitlige varmeforsyningsomkostninger for hver af varmeproduktionsteknologierne i de fire scenarier samt de vægtede gennemsnitlige produktionsomkostninger for hvert scenarie. Baseret på et varmeforbrug som inkluderer udbygningen uden nogle forbrugsreduktioner ift. 2018.

## A.7 Analyse af produktionsomkostninger som funktion af driftstimer og affaldspris

Både fuldlasttimerne og affaldsprisen har stor betydning for omkostningerne per gigajoule produceret på et anlæg.

De to følgende figurer viser den gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning for hhv. nye gaskedler, nyt mellemstort affaldsforbrændingsanlæg, Næstved Affaldsenergis eksisterende anlæg (inkl. kapitalomkostninger) og et ny eldreven varmepumpeanlæg. Der er anvendt den nuværende affaldspris på 550 kr./ton og resultatet er vist med hhv. 5000 og 3000 årlige fuldlasttimer på varmesiden.

Øvrige væsentlige forudsætninger

- Naturgaspris an værk: 47 kr./GJ
- Elsalgspris: 327 kr./MWh (affaldsforbrænding)
- Elkøbspris for varmepumpe: 296 kr./MWh (marked) + 177 kr/MWh (eltarif inkl. afbrydelighedsrabat) + 150 kr./MWh (elvarmeafgift)
- CO<sub>2</sub>-kvotepris: 200 kr./ton
- Øvrige afgifter som i dag
- Samfundsøkonomisk rente på 4 %. For det eksisterende kraftvarmeanlæg anvendes faktiske omkostninger til afskrivninger og renter.

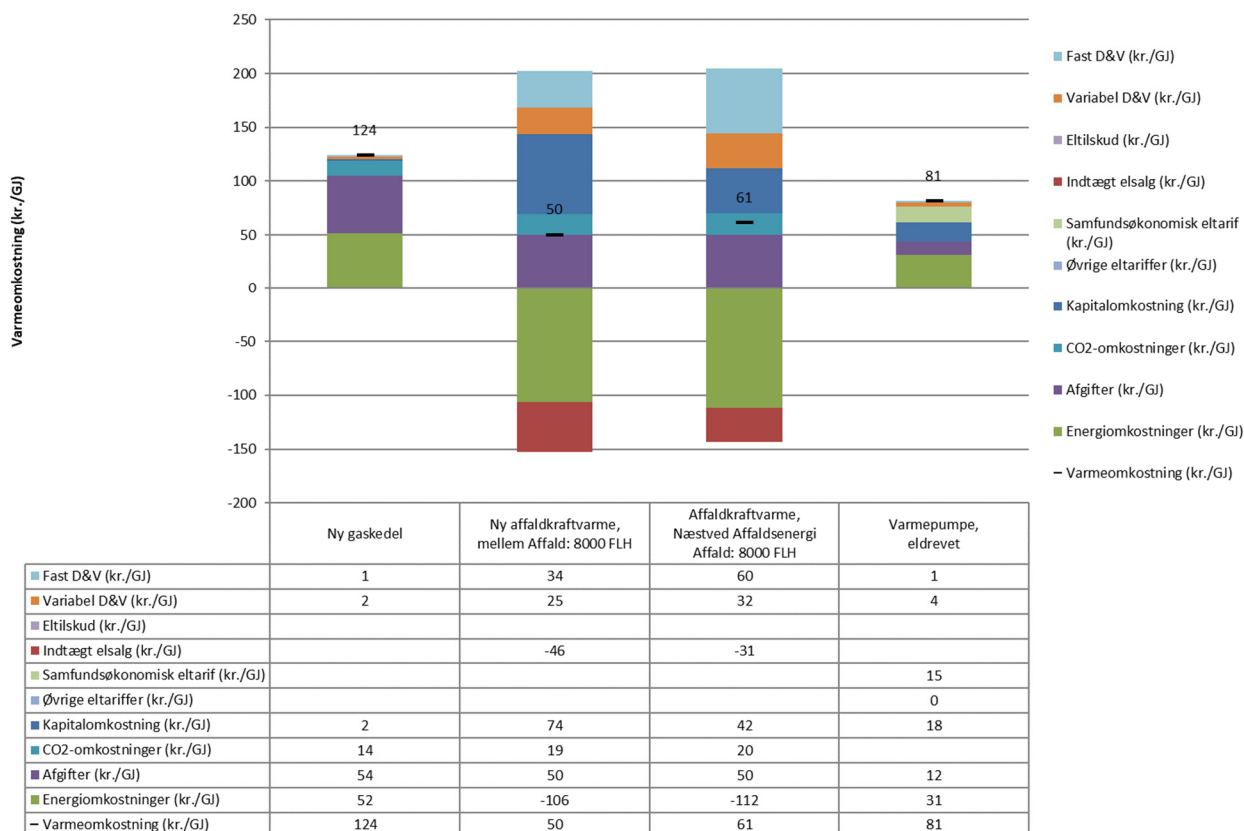
Varmeproduktionsomkostningerne for affaldsforbrændingsanlæggene er beregnet som den varmepris, der er nødvendig for at skabe balance i anlæggets samlede økonomi. Dvs. den varmepris som anlægget teoretisk set kunne gå ned til og stadig sikre regnskabsmæssig balance.

De beregnede varmepriser kan derfor ikke sammenlignes direkte med en omkostningsbaseret varmepris – jf. de nuværende aftaler mellem Næstved Fjernvarme og AffaldPlus.

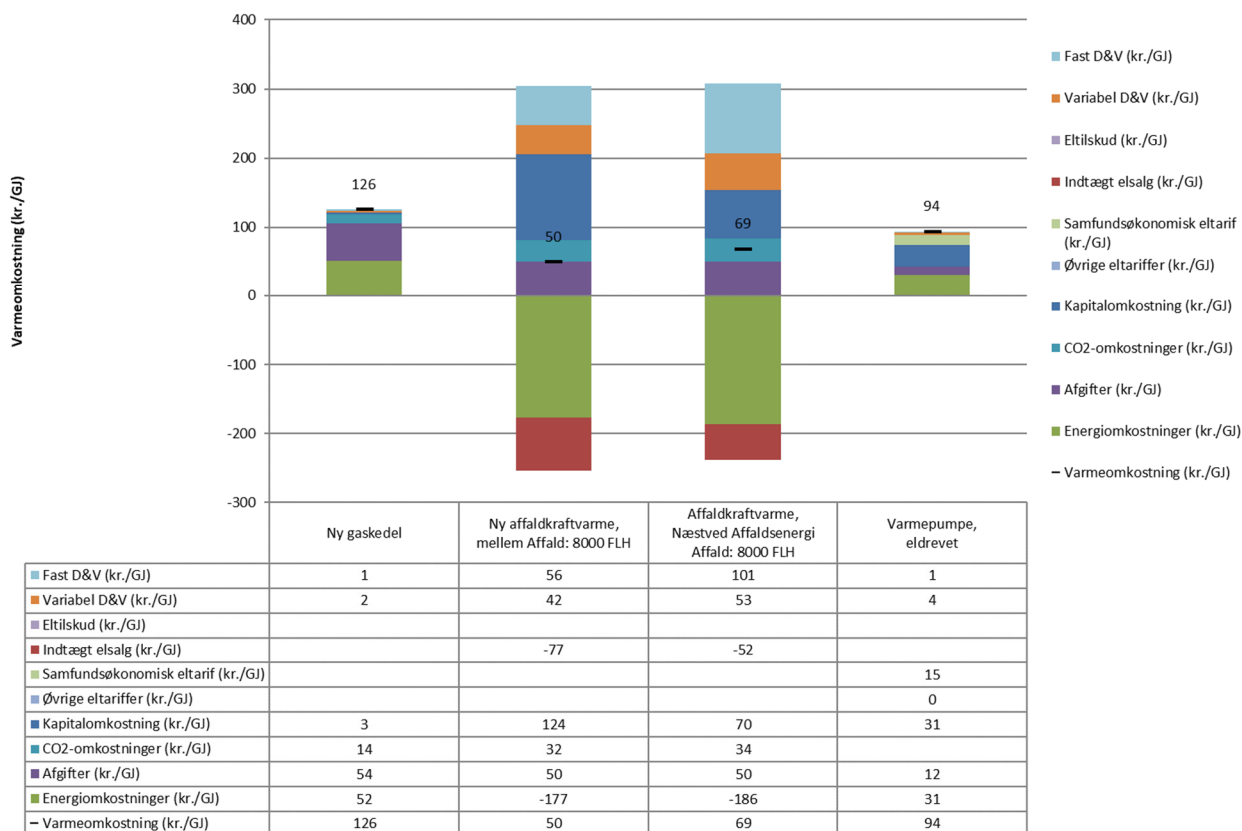
Driftstidens betydning for produktionsomkostningerne

Det fremgår, at affaldsenergianlægget har de laveste varmeproduktionsomkostninger både med 3000 og 5000 fuldlasttimer. Afhængigt af, om vi ser på et nyt mellemstort affaldsforbrændingsanlæg eller det eksisterende anlæg i Næstved og afhængigt af antallet af fuldlasttimer, ligger varmeproduktionsomkostningerne for affaldsforbrænding mellem 50 og 70 kr./GJ.

Varmepumpens omkostninger ligger højere på mellem ca. 80 og 95 kr./GJ afhængigt af antallet af fuldlasttimer.



Figur 23: Gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger ved 5000 fuldlasttimer på varmesiden. For affaldsanlæggene er de gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger vist under forudsætning af at anlægget kører affald ind med 8000 fuldlasttimer. Ved affaldspris på 550 kr./ton



Figur 24: Gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger ved 3000 fuldlasttimer på varmesiden. For affaldsanlæggene er de gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger vist under forudsætning af at anlægget kører affald ind med 8000 fuldlasttimer. Ved affaldspris på 550 kr./ton

Affaldsprisens betydning for produktionsomkostningerne

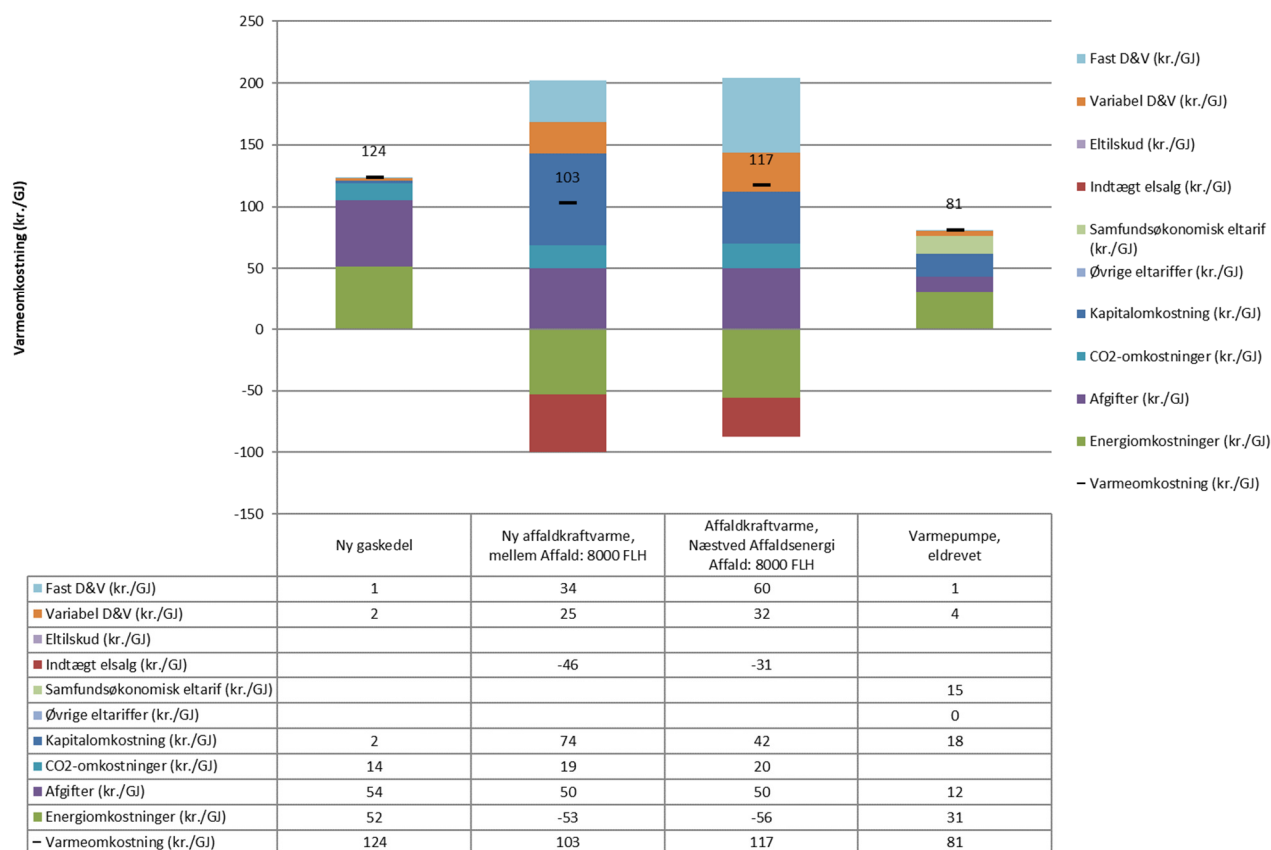
Resultatet er dog meget følsomt overfor affaldsprisen. De følgende figurer viser det tilsvarende varmeproduktionsomkostninger ved en fremtidig affaldspris på 275 kr./ton også ved hhv. 5000 og 3000 årlige fuldlasttimer på varmesiden.

Afhængigt af antallet af fuldlasttimer øges varmeproduktionsomkostningerne til mellem 103 og 138 kr./GJ for et nyt affaldsenergianlæg og til mellem 118 og 163 kr./GJ for det eksisterende affaldsenergianlæg.

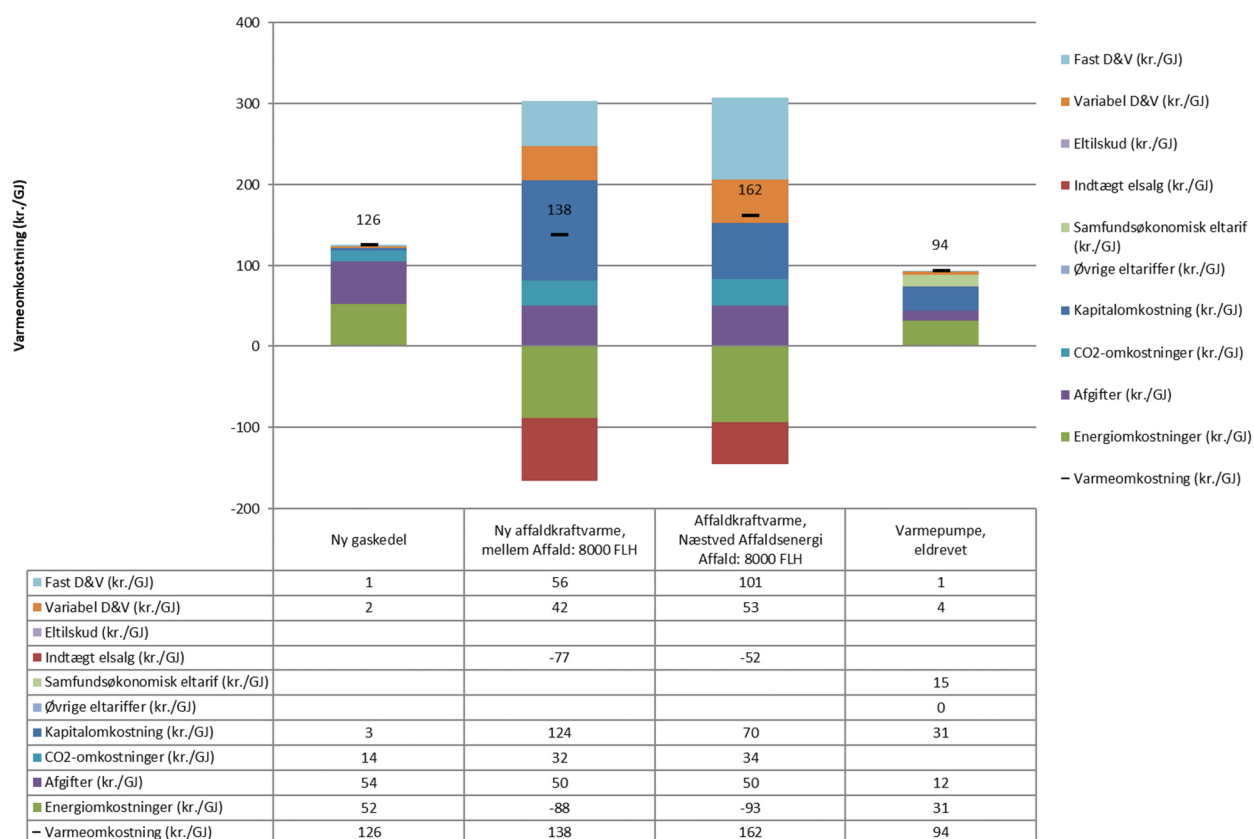
Vi ser således ind i omkostninger, der ligger væsentligt højere end det nuværende prisloft og også højere end omkostningerne ved at producere varme på en varmepumpe.

Det betyder nok ikke nødvendigvis, at det vil være økonomisk attraktivt at investere i varmepumpeløsningen, frem for at fortsætte driften af det eksisterende affaldsenergianlæg. Det skyldes, at en væsentlig af affaldsenergianlæggets omkostninger er kapitalomkostninger relateret til

allerede foretagne investeringer. Så længe anlægget kan køre videre uden større reinvesteringer, vil der således være positivt dækningsbidrag ned til varmepriser på omkring 75-80 kr./GJ ved 5000 årlige fuldlasttimer.



Figur 25: Gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger ved 5000 fuldlasttimer på varmesiden. For affaldsanlæggene er de gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger vist under forudsætning af at anlægget kører affald ind med 8000 fuldlasttimer. Ved affaldspris på 275 kr./ton



Figur 26: Gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger ved 3000 fuldlasttimer på varmesiden. For affaldsanlæggene er de gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger vist under forudsætning af at anlægget kører affald ind med 8000 fuldlasttimer. Ved affaldspris på 275 kr./ton

## B. Bilag - Rammer for affaldssektoren

I gennem de seneste 10-15 år har rammerne for affaldssektoren i både Danmark og EU som helhed gennemgået betydelige forandringer. Der er fastlagt rammer for international handel med forskellige affaldsstrømme<sup>5</sup>, og der er i EU betydelig fokus på at mindske andelen af affald, der deponeres. Senest præciseret ved vedtagelse af EU's affaldspakke i 2018.

Værktøjerne er øget genanvendelse og øget energiudnyttelse. I Danmark, hvor andelen af affald, der går til deponi, allerede er reduceret betydeligt siden midten af 1990'erne, er der særlig fokus på at flytte affaldsstrømme fra energiudnyttelse til genbrug og genanvendelse, under overskriften cirkulær økonomi. Tilbage i 1997 blev der indført stop for deponering af forbrændingsegnet affald, hvilket førte til en betydelig udbygning af forbrændingskapaciteten.

Den økonomiske  
regulering

Affaldsenergianlæggene i Danmark afsætter varme til fjernvarmenettet og er i dag, efter varmforsyningsloven underlagt hvile-i-sig-selv-princippet. I 2005 blev der nedsat en embedsmandsgruppe for vurdering af fordele og ulemper ved en ny regulering af affaldsforbrændingssektoren. Arbejdet blev indstillet året efter, for at afvente forhandlingerne i EU om nyt affaldsdirektiv. På den baggrund nedsatte regeringen i 2009 en tværministeriel embedsmandsgruppe, der skulle afdække alternative organiseringsformer for affaldsforbrændingsområdet.

I december 2010 blev markedet for erhvervsaffald til eksport liberaliseret som følge af EU-regulering, og den tværministerielle arbejdsgruppe offentliggjorde rapporten "Forbrænding af affald - Afrapportering fra den tværministerielle arbejdsgruppe vedrørende organisering af affaldsforbrændingsområdet" (Miljøstyrelsen, 2010).

Udvalget anbefalede en fremtidig regulering af affaldsforbrænding efter principperne i et såkaldt "licitationsscenario", hvor hvor også forbrænding af husholdningsaffald liberaliseres. Rapporten har indgået i grundlaget for forslag til senere effektiviseringskrav til sektoren, men der er ikke skabt politisk enighed om at følge anbefalingerne om egentlig liberalisering af husholdningsaffaldet, og det er i dag usikkert om, og i givet hvordan, hvile-i-sig-selv reguleringen ændres.

---

<sup>5</sup> Gennem bl.a. Transportforordningen

Siden 2010 har genanvendeligt erhvervsaffald samt affald der eksporteres til nyttiggørelse, været konkurrenceudsat. Således også kommunalt indsamlet restaffald og KOD, når kommunen ikke selv behandler dette.

#### Prisloftregulering

Da affaldsafbrændingsanlæggene er afskåret fra at kræve en højere pris for varme end de nødvendige varmeproduktionsomkostninger, skal der udarbejdes en omkostningsfordeling på det enkelte anlæg.

På mange af de danske anlæg deles de såkaldte fællesomkostninger med 60 % til varmesiden og 40 % til affaldssiden.

Dertil kommer, at varmeafregningsprisen inklusive afgifter for affaldsvarme i henhold til gældende prisloftbekendtgørelse skal være den laveste af følgende priser:

- Den omkostningsbestemte pris (prisen fastsat i medfør af varmforsyningslovens § 20),
- Substitutionsprisen<sup>6</sup> eller
- Det af Forsyningstilsynet udmeldte prisloft.

Prisloftet udmeldes årligt, og fastsættes som den vægtede gennemsnitspris inklusive afgifter for opvarmet vand produceret på de centrale kraftvarme-anlæg i Danmark<sup>7</sup>. Prisloftet for 2019 blev i oktober 2018 udmeldt til 88 kr./GJ. Prisloftet der er sendt i høring for 2020 er 94 kr./GJ.

#### Nyttiggørelsesanlæg

Alle de danske kommunale affaldsforbrændingsanlæg er i gældende EU-lovgivning på grund af høj energiudnyttelse klassificeret som nyttiggørelsesanlæg, hvilket bl.a. har betydning for anlæggenes godkendelse til import af affald. En række anlæg i Sydeuropa er, efter ændring af lovgivningen, også godkendt som nyttiggørelsesanlæg, på trods af at de ikke har varmeudnyttelse.

#### Orange og grønt affald

Affald til nyttiggørelse (hovedsageligt genanvendelse og forbrænding) inddeles i to forskellige affaldstyper: grønt og orange affald, for hvilke der gælder forskellige regler for grænseoverskridende transport.

Orange affald er omfattet af et krav om anmeldelse, og der skal foreligge skriftligt samtykke fra de kompetente myndigheder, før overførslen finder sted. Ifølge BILAG IV til transportforordningen er bl.a. husholdningsaffald kategoriseret som orange affald. Affald, der ikke er opført på nogen liste (ulistet affald), skal følge proceduren for orange affald. Grønlistet affald i rene

<sup>6</sup> Substitutionsprisen, er egenproduktionsprisen, eller den pris, som varmeværket alternativt kan købe varmen til fra tredjemand.

<sup>7</sup> De to dyreste anlæg indgår dog ikke i prisberegningen.



fraktioner er som udgangspunkt ikke anmeldepligtigt, men bliver det, hvis fraktionerne blandes.

I modsætning til ulistet og orangelistet affald, kan import/eksport af grønlistet affald<sup>8</sup> til nyttiggørelse ske uden skriftligt samtykke og anmeldelse til Miljøstyrelsen. Dog skal det til hver en tid være muligt at spore affaldet, som derfor anføres et såkaldt ledsagerdokument (Bilag VII), som bl.a. giver oplysninger om indehaver og modtager af affaldet.

#### Danmarks Affaldsstrategi

Den gældende nationale affaldsstrategi blev formuleret af den tidligere S-R regering og består af en forebyggelsesstrategi, som er beskrevet i "Danmark uden affald II" fra april 2015. Strategien er bygget op om 72 initiativer fordelt på fem indsatsområder (mindre madspild, bygge og anlæg, tøj og tekstiler, elektronik og emballage), og har overordnet fokus på at minimere produktionen af affald, undgå spild, og øge ressourceeffektiviteten blandt danske virksomheder og forbrugere.

Strategien kommer i forlængelse af ressourcestrategien "Danmark uden affald" fra oktober 2013, som særligt satte fokus på genanvendelsen af affald og inddragelse af de enkelte kommuner i udarbejdelsen af lokale løsninger.

Med udgangspunkt i den ovenfor omtalte tværministerielle arbejdsgruppes rapport indgik den tidligere regering en aftale med KL om effektivisering af affaldsforbrændingssektoren med 200 mio. kr. årligt frem mod 2020.

#### Regeringens forsyningsstrategi

I september 2016 offentliggjorde den daværende regering (V) "Forsyning for Fremtiden", hvor nye rammer for den danske forsyningssektor blev aftegnet. Baggrunden for forsyningsstrategien var dels en række tidligere udredninger, herunder rapporten "forbrænding af affald" nævnt ovenfor, og dels en ny konsulentrapport fra McKinsey, der pegede på et samlet effektiviseringspotentiale i forsyningssektoren på 6-7 mia. kr. årligt fra 2025, heraf op til 0,5 mia. kr./år i affaldsforbrændingssektoren.

#### In-house reglen

De udbudsretlige regler sætter grænser for, hvornår der kan indgås udbudspligtige kontrakter uden udbud (Fx anvisning af affald til egne anlæg). Ifølge EU-domstolens praksis vil en kommune kunne anvise husholdningsaffaldet til et selskabsgjort forbrændingsanlæg, såfremt bl.a. det

---

<sup>8</sup> Grønlistet affald er som hovedregel rene affaldsfraktioner der ikke er farligt affald, og hvor fx energinyttiggørelse ikke forhindrer effektiv genbrug/genanvendelse. Miljøstyrelsen vedligeholder listen over grønt affald.

så kaldte virksomhedskriterie er opfyldt. Ifølge dette kriterium skal anlægget udføre **hovedparten** af sin virksomhed med de myndigheder, som den kontrolleres af (ejerkommuner).

Det beskrives i en artikel i "Ret & Indsigt"<sup>9</sup>, at 80-90 % af virksomhedens omsætning skal hidrøre fra de kontrollerende myndigheder. I et notat fra Kammeradvokaten 2013 vurderes at virksomhedskriteriet er opfyldt ved 80% af omsætningen. Denne regel kan sætte grænser for hvor stor en del af sine indtægter et anlæg ønsker fra affald udenfor sin kommunale ejerkreds.

### **Affaldsafgifter og tilskud**

Affald betragtes som et brændsel, men har særskilte afgiftssatser, primært pga. varierende sammensætning af affald, som leder til varierende brændværdi og CO<sub>2</sub>-udledning. Siden 1. januar 2015 er VE-affald ikke afgiftsbelagt. Afgifterne på affald opdeles i:

- Tillægsafgift
- Affaldsvarmeafgift
- CO<sub>2</sub>-afgift

Hertil kommer bl.a. SO<sub>2</sub> afgift og Nox afgift, som dog kun har mindre betydning.

Tillægsafgiften ligger på brændslet og den brændværdi affaldet indeholder, men beregnes på basis af den producerede varme. Affaldsvarmeafgiften er direkte pålagt den leverede og udnyttede varme fra forbrænding af affald. CO<sub>2</sub>-afgiften er pålagt som en emissionsafgift på samme måde som for andre ikke-bionedbrydelige brændsler.

For kraftvarmeanlæg (ovnlinjer) med røggaskondensering kan der opnås en rabat på tillægsafgiften. Reglerne herfor er nærmere beskrevet i kulafgiftslovens §5, stk. 9.

Nedenstående tabel giver en oversigt over de gældende satser i 2019.

2019 afgifter, kr./GJ_brændsel	Energiafgift	CO2 afgift
Affald	46,8	
- affaldsvarmeafgift	20,3 kr./GJ varme	175,3 kr./ton
- tillægsafgift	31,8	(~ 6,49 kr./GJ) <sup>9</sup>

Tabel 15: Afgifter for varmeproduktion. Bemærkning: Affaldsvarmeafgiften beregnes som 46,8-31,8/1,2=20,3 kr./GJ. Lovsatsen er 46,8 kr./GJ, men virksomhederne får et fradrag svarende til tillægsafgiften delt med 1,2.

I Danmark (og Sverige) er affaldsforbrænding over 20 MW indfyret effekt omfattet af CO<sub>2</sub> kvoteloven, og skal svare CO<sub>2</sub> kvoter af den udledte fossilt baserede CO<sub>2</sub>. Prisen i kvotemarkedet er (oktober 2019) ca. 190 kr/ton CO<sub>2</sub>. Der er en forventning i branchen om, at CO<sub>2</sub> afgiften på et tidspunkt fjernes for kvoteomfattede anlæg, for at undgå dobbeltbeskatning af CO<sub>2</sub>.

### Ressource- og affaldshåndtering nationalt

Genanvendelse har de seneste år været i stigende fokus i Danmark, og nationale og kommunale programmer har indført målsætninger, der har øget genanvendelsen. Den samlede genanvendelse af syv fraktioner af husholdningsaffald (organisk affald, papir-, pap-, glas-, træ-, plast- og metalaffald) er steget fra 31% i 2014 til 36% procent i 2016, mens stigningen af genanvendelse af affald i erhvervssektoren fra 51% til 59%<sup>10</sup>.

I den seneste nationale affaldsplan er målsætningen, at man i 2022 genanvender 50% af husholdningsaffaldet fra de syv fraktioner nævnt ovenfor. Med den tidligere regerings "Strategi for cirkulær økonomi" fra september 2018, er det en erklæret målsætning at skabe et effektivt og omfattende marked for genanvendelse af affaldsfraktioner. Der lægges vægt på, at det skal gøres nemmere for forbrugere at sortere deres affald, og fra EU er der krav om, at alle landets kommuner skal sikre mulighed for sortering af madaffald. Kravet om udsortering af madaffald er opfyldt af alle kommunerne i AffaldPlussamarbejdet.

### Affaldsplan for Næstved Kommune 2014-2024

Planen er udarbejdet i et samarbejde mellem de seks kommuner, der er samlet i det fælleskommunale affaldsselskab AffaldPlus og indeholder konkrete initiativer for perioden 2014-2018. Planen er godkendt af Næstved Byråd i august 2014, og indeholder en hoveddel samt bilag.

Planen dækker perioden 2014-2024 (begge år inklusive) og indeholder konkrete initiativer for perioden 2014-2018 (begge år inklusive). Planen beskriver hvilke aktiviteter, kommunen vil gennemføre, og der er sat en

<sup>9</sup> Med en CO<sub>2</sub>-emissionsfaktor på affald på 37 kg/GJ.

<sup>10</sup> <https://mfvm.dk/nyheder/nyhed/nyhed/fin-fremgang-i-dansk-genanvendelse-af-affald/>

tidsplan for at gennemføre opgaverne. Planen skal som udgangspunkt reflektere de nationale målsætninger, som er fastlagt i Regeringens ressourcestrategi fra oktober 2013 og den opfølgende ressourceplan, der sendtes i høring i november 2013.

Næstved Kommune har målsætninger for 2018 indenfor de tre hovedområder husholdningsaffald, erhvervsaffald og tværgående initiativer, der alle har til formål at sikre en mere effektiv udnyttelse af materiale- og energiressourcerne i affaldet. Initiativerne gennemføres i samarbejde med de øvrige AffaldPlus-kommune og med Affaldplus.

Vedrørende husholdningsaffald lægges vægt på at 50 % af den samlede mængde af fokusmaterialer og restaffald skal genanvendes i 2022, og for at sikre målopfyldelsen skal indsamlings- og behandlingssystemerne være på plads og i drift inden udgangen af 2018.

Fokusmaterialer er pap og papir, plast, glas, metal, organisk mad- og køkkenaffald samt træaffald. Restaffaldet – den ikke genanvendelige del af dagrenovationen og den ikke genanvendelige del af stort og småt brændbart - skal fortsat brændes med energiudnyttelse.

For haveaffaldets vedkommende vil Næstved Kommune inden udgangen af 2018 sikre, at den tørre ved-del (22 %) bliver energiudnyttet (ved forbrænding på affaldsforbrændingsanlæg eller på flisfyrede varmekilder) og den bløde del (3 %) vil blive tilført biogasanlæg. Der tilføres dog p.t. ikke haveaffald til biogasanlæg.

Der indgår endvidere en lang række handlepunkter i planen.

### **Muligheder for CO2 reduktion ved affaldsforbrænding**

Dansk Affaldsforening offentliggjorde den 1 november 2019 et udspil om CO2 neutral affaldsenergi i 2030. Udspillet omhandler udsortering af op til 65% af affaldets plastikindhold, udvikling og implementering af CO2 fangst fra røggassen samt øget energiudnyttelse gennem bl.a. røggaskondensering.

Udspillet er særdeles ambitiøst, og forudsætter bl.a. en ændring i måden vi producerer og anvender plast på, samt en ændring i de danske rammevilkår for affaldshåndtering, herunder at affaldsafgifter tilbageføres til sektoren.

## Det internationale marked for forbrændingseget affald

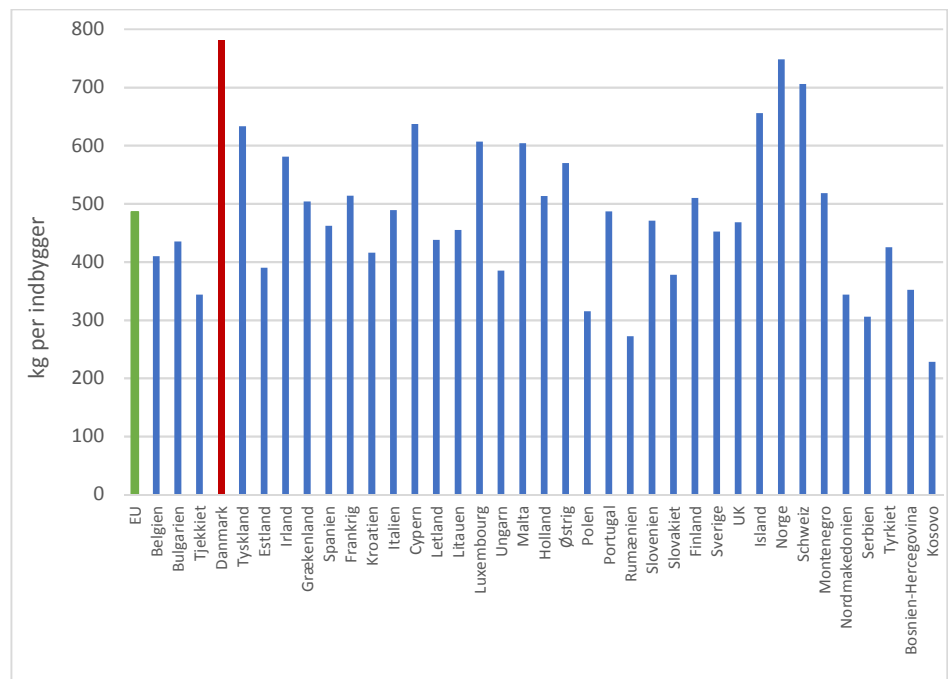
En stigende del af rammerne for affaldshåndtering samt import og eksport af affald i Europa fastlægges på mellemstatsligt niveau, dvs. i EU-regi. I januar 2018 vedtog EU rådet en pakke om cirkulær økonomi (EU's affaldspakke), der bl.a. indeholder følgende mål:

- 60% genanvendelse af kommunalt affald i 2030, og 65% i 2035
- 70% genanvendelse af emballageaffald i 2030
- Højest 10% deponi af kommunalt affald i 2035
- Krav om særskilt indsamling af bioaffald senest i 2023

Endvidere var der i januar 2018 enighed om en plaststrategi med krav om minimum 50% genanvendelse af plast i 2030, og krav til øget design af plastemballage til genbrug/genanvendelse.

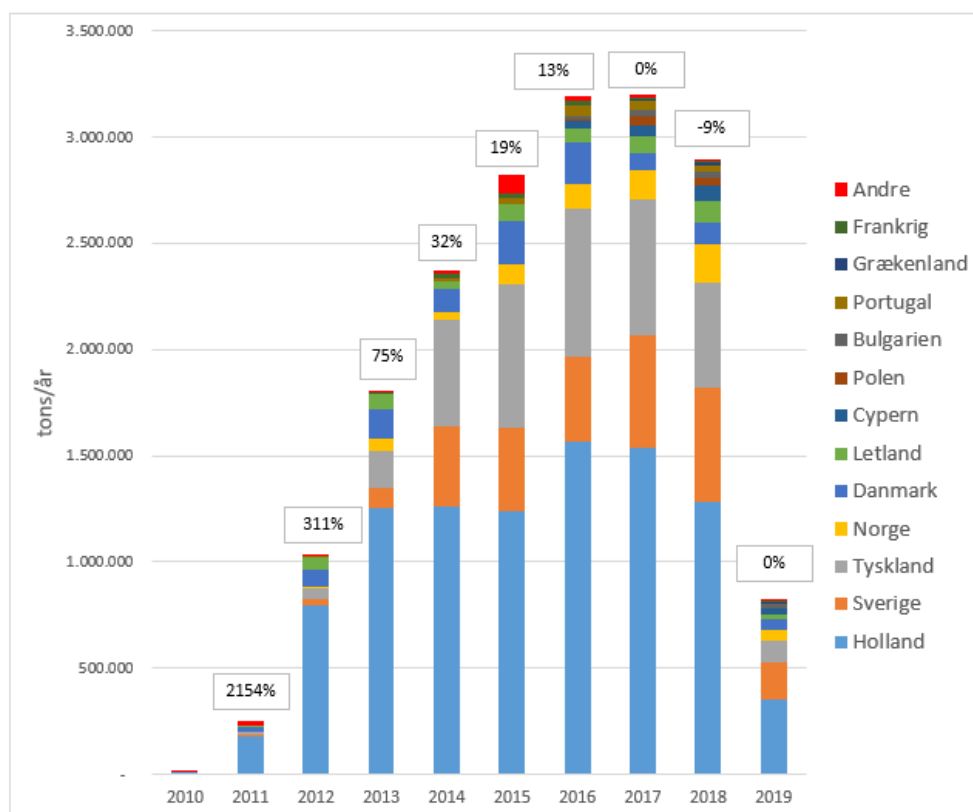
### EU-overblik

En gennemgang af figurene der viser MSW (Municipal Solid Waste-kommunalt affald) per indbygger i EU understreger de store forskelle, der er mellem medlemsstaterne. Ud fra seneste 2017 data kan man se, at Danmark producerer mere MSW per person i EU end noget andet land – næsten 800 kg pr. person. Den danske affaldsbranche anfægter dog, at tallene opgøres på samme måde i landene.



Figur 27: MSW per indbygger i EU i 2017 (Eurostat, 2019)

Der er betydelig grænseoverskridende handel med affald, og en række lande er både im- og eksportlande. England (UK) er i dag den primære netto-eksportør af forbrændingsegnede affald i Europa, men som det ses i Figur 28 synes eksporten at være faldende. Dette hænger sammen med opbygning af egen behandlingskapacitet i UK.



Figur 28: RDF og SDF modtaget fra England på landsbasis fra juli 2010 til september 2018 (til oktober 2014 er affald fra Wales også med). (Environment Agency, 2019).

### Det danske marked for forbrændingsegnede affald

Danmark har i mange år haft en betydelig udnyttelse af affald til forbrænding. I 2016 afbrændte man i Danmark godt 3,5 millioner tons affald i landets 24 dedikerede forbrændingsanlæg og 3 multifyrede anlæg. Ud af de 3,5 millioner tons affald blev 364.000 tons, eller ca. 10%, importeret – primært fra UK. Den miljøgodkendte kapacitet for forbrænding af affald er omtrent 4,26 millioner tons om året.

(1.000 ton)	2015	2016
Brændt affald og biomasse	3.625	3.526
Affald	3.577	3.472
- Heraf fra mellemdeponering	156	102
- Heraf fra import	359	364
Biomasse (ikke affald)	48	54

Figur 29: Affaldsforbrænding i Danmark, 2015 og 2016 (Eurostat, 2019)

De danske kommuner er forpligtede til at sikre kapacitet til affaldsforbrænding, enten ved at kommunen selv opfører kapacitet og driver egne værker, eller ved at de tegner kontrakt med andre operatører om affaldsforbrændingskapacitet. Disse andre operatører kan enten være andre kommuner, der operer deres egne affaldsforbrændingsanlæg, eller kommercielle operatører.

Affaldsdata findes dels gennem modellen BEATE, der anvendes til benchmarking af forbrændingsanlæggene, og dels gennem Miljøstyrelsens affaldsdatasystem ADS. ADS modellens resultater indgår i Miljøstyrelsens model til fremskrivning af forbrændingseget affald husholdninger og erhverv (FRIDA). Resultaterne fra FRIDA spiller en væsentlig rolle ved godkendelse af affaldsgrundlag i sagsbehandling af ansøgninger om etablering af ny forbrændingskapacitet.

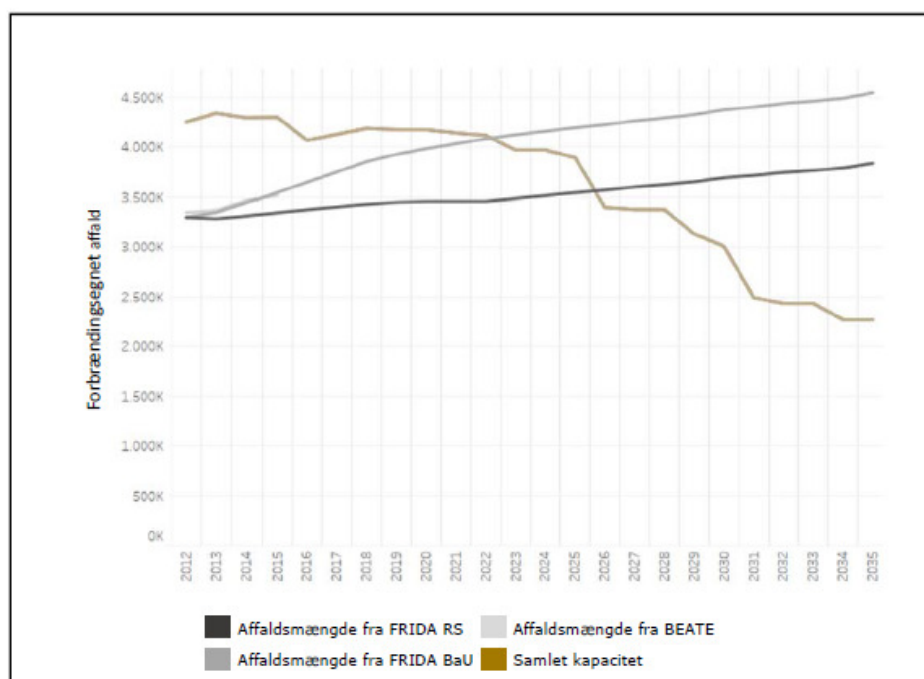
Figur 30 viser, to scenarier for udviklingen i forbrændingseget affald i Danmark baseret på den seneste FRIDA 2017 model. Dels et BAU scenarie med ca. 4,55 millioner tons om året i 2035, og et Ressource Strategi scenarie med ca. 3,8 millioner tons affald om året i 2035. Ressourcestrategi-scenariet peger på en vækst på ca. 10 % frem mod 2035. Begge scenarier er baseret på fremskrivning af affaldsmængder og økonomisk vækst fra 2015, og er den seneste officielle fremskrivning fra Miljøstyrelsen i 2017<sup>11</sup>. Det skal bemærkes, at der i seneste basisfremskrivning (BF2019) ikke indgår vækst i mængden af affald til forbrænding<sup>12</sup>.

Med standardiserede levetider på eksisterende anlæg på 30 år og uden nybyg, ses på figuren, at der med ressourcestrategien er positiv kapacitetsbalance på landsplan indtil 2025. Såfremt der er økonomi i det, og hvis der ikke bliver

<sup>11</sup> Kilde: Miljø- og Fødevareministeriet, 2019: "Dokumentation FRIDA 2017"

<sup>12</sup> **Kommentar om affald fra BF2019:** Den fremskrivning af de forbrændingsegete affaldsmængder, som indgår i denne basisfremskrivning, er udarbejdet, før EU's cirkulære økonomipakke blev endelig vedtaget, og den tager derfor ikke højde for de nye øgede krav til bl.a. genanvendelse og udsortering af f.eks. plastik og organisk affald. Det er derfor ikke muligt at vurdere, hvordan de øgede krav til sortering og genanvendelse vil påvirke både mængder og energiindholdet i det forbrændingsegete affald, derfor antages det, at brændværdien af det forbrændingsegete affald holdes konstant.

givet tilladelse til at bygge nye affaldsforbrændingsanlæg, vil mange af de eksisterende anlæg formentlig blive levetidsforlænget ud over 30 år. Omvendt må det antages, at der tages kapacitet ud hurtigere, såfremt der ikke er økonomisk grundlag for kapaciteten.



Figur 30: Kapacitet og affaldsmængder i Danmark, 2012-2035. Kilde: Energistyrelsen, 2017: "Udvikling i affaldsmængder i de lande hvorfra der importeres affald til forbrænding i Danmark".

De stigende affaldsmængder, som FRIDA modellen prognosticerer i begge scenarier, kan dog udfordres. Det er også derfor at der – som tidligere nævnt – ikke indgår stigende affaldsmængder til forbrænding i Energistyrelsens seneste basisfremskrivning.

### Mængder og priser på importaffald mod 2035

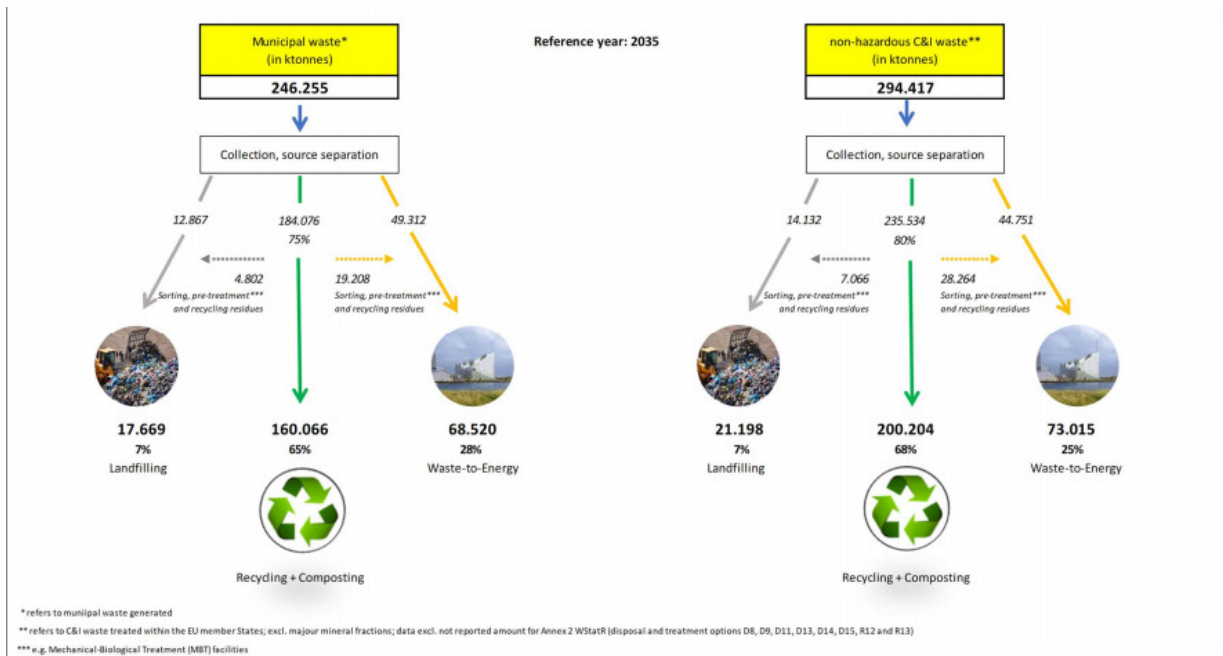
Det svenske konsulenthus *Profu* udarbejder 3-års prisscenarier samt detaljeret svensk affaldsprisstatistik. Bl.a. på baggrund heraf, vurderes importaffaldsprisen på ca. 3 års sigt til Norden at kunne ligge omkring 400 kr./ton. Der vil naturligvis være betydelige udsving omkring denne pris, bla. som følge af affaldets sammensætning og leveringsbetingelser.

Den langsigtede pris på affaldsimport til Danmark vil i høj grad blive bestemt af udbud og efterspørgsel. Den øvre prisgrænse bestemmes af prisen på alternativer i de eksporterende lande. Den nedre prisgrænse bestemmes af den marginale omkostning ved at brænde affald i de importerende lande.



Der forventes at være fortsat stigende behov for forbrændingskapacitet i Europa de kommende 15 år. I henhold til data fra Eurostat er forbrænding af kommunalt indsamlet affald med energiudnyttelse vokset med mere end 120% siden 2005, svarende til en årlig vækst på ca. 7%. Der er fortsat mål og planer for yderligere udbygning, bl.a. i Storbritannien, Polen og en række østeuropæiske lande. En forsigtig antagelse er, at væksten i kapacitetsudbygning fortsætter, men i lavere tempo end tidligere set.

Organisationen CEWEP (Confederation of European Waste-to-Energy Plants) har udarbejdet en fremskrivning af affaldsbalancen for EU frem mod 2035 **(Fejl! Henvisningskilde ikke fundet.)**.



Figur 31: Fremskrivning af behandlingsmetoder for kommunalt indsamlet affald og tilsvarende kommercielle affaldsstrømme for EU28 i 2035. Kilde<sup>13</sup>

Ifølge CEWEP er udgangspunktet, at EU's genanvendelsesmål og mål for deponering nås i 2035. En vigtig konklusion er, at der i 2035 vurderes et behov for forbrænding af i alt ca. 141 mio. tons affald i EU28. Dette kan sammenlignes med, at der ifølge CEWEP i dag er en forbrændingskapacitet i EU28 på i alt ca. 100 mio tons. Der er altså behov for en kapacitetsudvidelse på ca. 40% over 15 år, svarende til en kapacitetsudvidelse på ca. 2,5% per år.

<sup>13</sup> [http://www.cewep.eu/wp-content/uploads/2019/05/Peer-Review\\_waste-treatment-need-in-2035.pdf](http://www.cewep.eu/wp-content/uploads/2019/05/Peer-Review_waste-treatment-need-in-2035.pdf)

Selvom behovet for 2,5% kapacitetsudvidelse årligt frem mod 2035 er en langsommere udbygningstakt end set historisk er det muligt, at affaldssektoren i Europa vil være i et mere eller mindre permanent "kapacitetsunderskud". I et sådant scenarie, vil priserne i markedet lægge sig på et permanent højt niveau.

Et andet scenarie er, at kapacitetsudbygningen i Europa for energiudnyttelse og genanvendelse som helhed nogenlunde følger med behovet, og at der endda i perioder vil opstå kapacitetsoverskud. I dette scenarie vil importpriserne til Danmark svinge omkring behandlingsomkostningerne i det øvrige Europa fratrukket transportomkostninger til Danmark.

I en konkurrence mellem anlæg i eksportlande og importlande, vil de danske anlæg have en konkurrencefordel på grund af varmesalg, men omvendt større udgifter på grund af afgifter og transportomkostninger fra eksportlandet til Danmark.