

Til  
**Dansk Fjernvarmes F&U-konto, aftale 2017-01**

Dokumenttype  
**Rapport**

Dato  
**April 2018**

# **DANSK FJERNVARME**

## **KONCEPTER FOR SMART INTEGRATION AF VEDVARENDE ENERGI I FJERNVARMESEKTOREN**



# DANSK FJERNVARME – KONCEPTER FOR SMART INTEGRATION AF VEDVARENDE ENERGI I FJERNVARMESSEKTOREN

Revision **1**

Dato **April 2018**

Udarbejdet af **Søren Møller Thomsen**  
**Anders Dyrelund**  
**John Flørning**  
**Klaus Fafner**  
**Thomas Rønn**

Kontrolleret af **Anders Dyrelund**  
**John Flørning**

Godkendt af **Pernille Mette Overbye**

Beskrivelse Rapporten er udarbejdet af *Rambøll* i samarbejde med, *Høje Taastrup Fjernvarme*, *Gram Fjernvarme* og *Lystrup Fjernvarme*

## Kontaktinformation

Navn	Telefon	E-mail
Søren Møller Thomsen	+45 51612421	<a href="mailto:SMT@ramboll.com">SMT@ramboll.com</a>
Anders Dyrelund	+45 51618766	<a href="mailto:AD@ramboll.com">AD@ramboll.com</a>
John Flørning	+45 51618653	<a href="mailto:JNF@ramboll.com">JNF@ramboll.com</a>
Klaus Fafner	+45 51618765	<a href="mailto:KLF@ramboll.com">KLF@ramboll.com</a>

Sagsnummer: 1100027721

Rambøll  
Hannemanns Allé 53  
DK-2300 København S  
T +45 5161 1000  
F +45 5161 1001  
[www.ramboll.com/energy](http://www.ramboll.com/energy)

## INDHOLDSFORTEGNELSE

<b>FORORD</b>	<b>1</b>
<b>INDLEDNING</b>	<b>3</b>
<b>1. DET SMARTE ENERGISYSTEM</b>	<b>5</b>
<b>2. ANALYSE AF ENERGISYSTEMET</b>	<b>6</b>
2.1 Fjernvarmesystemet	6
2.2 Fjernkølesystemet	9
2.3 Gassystemet	9
2.4 Elsystemet	10
2.4.1 Elmarkedet	11
<b>3. BYGNINGERNES ENERGIINFRASTRUKTUR</b>	<b>14</b>
3.1 Ny bebyggelse i et område fjernt fra eksisterende fjernvarmenet	14
3.2 Ny bebyggelse i et område tæt ved eksisterende fjernvarmenet	14
3.3 Ny bebyggelse med varme og kølebehov	15
3.4 Konvertering fra oliefyr til fjernvarme	16
3.5 Konvertering fra naturgas til fjernvarme	16
<b>4. VEDVARENDE ENERGI I FJERNVARMESYSTEMET</b>	<b>17</b>
4.1 Lavtemperatur fjernvarme og kunder	17
4.2 Varmelagertanke	17
4.3 Damvarmelagre	17
4.4 Solvarme	18
4.5 Elkedler, varmepumper og kraftvarme	18
4.6 Overskudsvarme	18
4.7 Varmekilder til varmepumper	18
4.8 Affaldsvarme	18
<b>5. INTEGRATION MED FJERNKØLESYSTEMET</b>	<b>19</b>
5.1 Samspil imellem fjernvarme og fjernkøling	19
5.2 Fordele ved fjernkøling	19
<b>6. CASE STUDIER</b>	<b>21</b>
6.1 Case 1: Olielandsbyer i Roskilde Kommune	22
6.1.1 Beregningsforudsætninger	22
6.1.2 Resultater	23
6.2 Case 2: Byudviklingsområdet Favrholm i Hillerød	24
6.2.1 Beregningsforudsætninger	24
6.2.2 Resultater	25
6.3 Case 3: Udvikling af fjernvarmesystemet i Storkøbenhavn	26
6.3.1 Beregningsforudsætninger	26
6.3.2 Resultater	27
6.4 Case 4: Storskala solvarme ( <i>Gram Fjernvarme</i> )	30
6.4.1 Beregningsforudsætninger	30
6.4.2 Resultater	31
6.5 Case 5: Optimal udnyttelse af affaldsvarmekapacitet	33
6.5.1 Resultater	33
6.6 Case 6: Udvidelse af fjernvarme- og fjernkøleforsyningsområde	36

6.6.1	Beregningsforudsætninger	36
6.6.2	Resultater	38
6.7	Case 7: Kombineret fjernvarme, fjernkøling og overskudsvarme	39
6.7.1	Beregningsforudsætninger	39
6.7.2	Resultater	40
<b>7.</b>	<b>OPSUMMERING</b>	<b>43</b>
<b>8.</b>	<b>REFERENCER</b>	<b>44</b>
<b>9.</b>	<b>BILAG 1</b>	<b>47</b>
9.1	Statistik på elmarkedet	47
<b>10.</b>	<b>BILAG 2</b>	<b>48</b>
10.1	Selskabsøkonomiske beregningsforudsætninger	48
10.1.1	Afgifter	48
10.1.2	Elpriser	50
10.1.3	Brændselspriser	53

## TABELLISTE

Tabel 2-1: Fjernkølepotentiale .....	9
Tabel 2-2: Gennemsnitlig day-ahead elpris fra 2010 - 2017 .....	11
Tabel 6-1: Varmegrundlag .....	22
Tabel 6-2: Scenarier .....	23
Tabel 6-3: Privatøkonomisk sammenligning (varmeforbrug på 20 MWh/år) .....	23
Tabel 6-4: Estimeret køle- og varmebehov.....	24
Tabel 6-5: Kapacitet på køle- og varmeproduktionsenheder .....	24
Tabel 6-6: Investering i individuel forsyning.....	25
Tabel 6-7: Investering i fælles forsyning .....	25
Tabel 6-8: Økonomisk evaluering af fælles imod individuel forsyning.....	25
Tabel 6-9: Anlæg og varmelagre.....	30
Tabel 6-10: Drift- og vedligeholdelsesomkostninger .....	31
Tabel 6-11: Fjernvarmeproduktion (årsbasis) .....	31
Tabel 6-12: Sammenligning af driftsomkostning med og uden gasmotor i 2020 .....	32
Tabel 6-13: Affaldsvarmeomkostninger (optimal udnyttelse).....	34
Tabel 6-14: Eksisterende anlæg.....	36
Tabel 6-15: Årligt varme- og køleforbrug .....	36
Tabel 6-16: Drift- og vedligeholdelsesomkostninger .....	36
Tabel 6-17: Investering i elkedel og varmepumpe.....	37
Tabel 6-18: Selskabsøkonomisk- og samfundsøkonomisk besparelse.....	38
Tabel 6-19: Samfundsøkonomisk resultat .....	38
Tabel 6-20: Fjernkølepotentiale .....	39
Tabel 6-21: Scenarier for kombineret fjernvarme og fjernkøleproduktion .....	41
Tabel 10-1: Oversigt over fjernvarmeværkers væsentlige afgifter .....	48
Tabel 10-2: PSO-afgift og elvarmeafgift.....	49
Tabel 10-3: El- og naturgastariffer .....	49
Tabel 10-4: CO2-kvoteprisfremskrivning .....	50
Tabel 10-5: Historiske, fremskrevne og anvendte elpriser .....	52
Tabel 10-6: Brændselsprisfremskrivning for centrale kraftværker .....	53
Tabel 10-7: Brændselsprisfremskrivning for decentrale kraftværker .....	54

## FIGURLISTE

Figur 1-1: Det smarte energisystem .....	5
Figur 2-1: Fjernvarmeproduktion per teknologi fra 1980 og op til 2050 .....	7
Figur 2-2: Kort over varmeforsyning i byområder i 2015.....	8
Figur 2-3: Gasproduktion og forbrug fra 1980 og op til 2040 .....	9
Figur 2-4: Elforbrug og produktion fra 2005 og op til 2035.....	10
Figur 2-5: Gennemsnitlig produktionsdistribution fra 2010 – 2017 i DK1 .....	11
Figur 2-6: Markedsværdi af elproduktion fra 2006 – 2017 (DK1 og DK2) .....	12
Figur 2-7: Historiske og fremskrevne elpriser .....	13
Figur 5-1: Samspil imellem fjernvarme og fjernkøling.....	19
Figur 6-1: Fjernvarmenet i Snoldelev Hastrup .....	22
Figur 6-2: Kapacitet på varmeproduktionsenheder i grundscenariet .....	27
Figur 6-3: Elprisrespons i stilstandsscenariet i 2035 på dagsniveau .....	28
Figur 6-4: Elprisrespons i grundscenariet i 2035 på dagsniveau .....	28
Figur 6-5: Elprisrespons i stilstandsscenariet i 2035 på timeniveau (første 14 dage).....	29
Figur 6-6: Elprisrespons i grundscenariet i 2035 på timeniveau (første 14 dage).....	29
Figur 6-7: Varmeproduktionsomkostning .....	30
Figur 6-8: Fjernvarmeproduktion og forbrug (månedsbasis) .....	31
Figur 6-9: Netto elproduktion og forbrug .....	32
Figur 6-10: Varmeproduktionsomkostning .....	37
Figur 6-11: Kapacitetsforøgelse af fjernkøling til komfortkølebehov .....	39
Figur 6-12: Køleoverskudsvarme i scenarie 4 .....	42
Figur 6-13: Produktion af overskudsvarmen i scenarie 4 .....	42
Figur 10-1: Day-ahead elpris for DK2 (Østdanmark) i 2017.....	51

## FORORD

Fjernvarme har siden 1979 været en central del af, at opfylde de energipolitiske målsætninger om at fortrænge olie, udnytte overskudsvarme fra elproduktion og affaldsforbrænding og bidrage til at sikre naturgasprojektets økonomi; dels ved at afgive kunder, og dels ved at bruge naturgas til produktion af fjernvarme. Fremover vil fjernvarme ligesom nu formentlig være den dominerende opvarmningsform for eksisterende såvel som nyt byggeri. Derfor er udvikling af nye koncepter nødvendig for, at vi kan erstatte de fossile brændsler til opvarmning med overskudsvarme og vedvarende energi (VE) på en omkostningseffektiv måde.

I IDA's energivision [22] er det beskrevet, hvordan omstillingen til vedvarende energi kan foretages, og hvilke teknologier der er vigtige, herunder, at elbiler og varmepumper efterhånden integreres, så elforbrugssiden bliver mere fleksibel. Forhåbentlig sikrer dette, at vi ikke skal betale for to energisystemer; et vedvarende energisystem og et back-up termisk energisystem. Op til i dag har vi opstillet vindmøller og solceller, og omstillet til biomasse på de store kraftværker og mindre fjernvarmeværker, til en overskuelig omkostning. Når vi skal indpasse endnu mere VE kræver det, at fjernvarmesystemet bliver elektrificeret. Varmepumper og elkedler skal indpasses i stor stil. En udvikling som så småt er i gang, men stadig mangler det afgørende afsæt.

Når der er indenlandsk overskud af elproduktion fra vindmøllerne, kan vi eksportere til de omkringliggende lande, og importere el ved lav eller ingen vindproduktion. De omkringliggende lande – Tyskland, England, Holland, Norge og Sverige – har ligesom Danmark, nationale planer for udbygning med vindmøller og solceller. Fordi det danske elmarked er tæt forbundet med det tyske, kan vi med interesse følge med i den tyske *Energiewende* (energiomstilling). En del af planen er, at udfase atomkraftværkerne og erstatte dem med kulkraftværker, vindmøller og solceller. For Danmark er det interressant, at når vinden blæser i den danske del af Nordsøen, så blæser den formentlig også i den tyske, hollandske og engelske del af Nordsøen. Udfordringen er altså ikke, at opstille flere vindmøller og solceller, men derimod, at finde måder, hvorpå vi kan bruge denne el. Gennem elektrificering med varmepumper og elkedler, samt flere og større varmelagre, kan hvert fjernvarmesystem bidrage til en bedre fleksibilitet i det samlede energisystem. Vi kan anskue konceptet fra to forskellige perspektiver:

Fra elsystemets perspektiv er fjernvarmesystemet, både det lille værk og de store kraftvarmesystemer, en fleksibel elforbruger, der bruger meget el, når elprisen er lav, og producerer el, når elprisen er høj – som var det et stort batteri. Fjernvarmesystemet er således allerede i dag *et virtuelt batteri*, som kan gøres endnu mere fleksibel gennem mere elektrificering. Meget fokus er i øjeblikket på elektriske batterier, herunder deres evne til at reagere fleksibelt og hurtigt. Imidlertid er det dyrt at lagre store mængder el til at udjævne forskellen imellem forbrug og produktion af el fra VE-kilder i netop batterier. Et fjernvarmesystem kan forbruge el i store varmepumper og elkedler, og samtidig producere el fra kraftvarmeenheder ved henholdsvis høj og lav elproduktion fra VE-kilder. Fra elsystemets perspektiv tilbyder fjernvarmesystemet den samme tjeneste som et elektrisk batteri. Derfor kalder vi det for *det virtuelle batteri*.

Fra samfundets perspektiv udgør fjernvarme- og fjernkølesystemerne med de tilhørende installationer i bygningerne sammen med naturgas- og elsystemerne et integreret energisystem, som i kraft af samspillet imellem dem, kan integrere og lagre den vedvarende energi.

Vi har tidligere set, at fjernvarmeværkerne meget hurtigt kan omstille deres produktion, så snart rammebetingelserne er til stede. I 90'erne så vi eksempelvis en stor udbygning med decentral kraftvarme, som følge af den daværende energipolitik. Det samme kan gentage sig med store varmepumper og elkedler, hvis rammebetingelserne tilsiger det. I øjeblikket ser vi imidlertid, at varmepumper oftest ikke konkurrencedygtige, hvis de ikke også kan levere køling.

Ved at etablere fjernvarme og fjernkøling med store varmepumper sammen med varmelagre og kølelagre, i stedet for at etablere individuelle varmepumper og kølekompressorer, kan man få et

meget mere fleksibelt elforbrug. Man får én meget stor fleksibel elforbruger, der let kan agere på prissignaler frem for mange små ufleksible elforbrugere. Flere energiplaner viser, at det ikke koster mere at etablere den fælles løsning frem for den individuelle løsning – snarere tværtimod grundet storskalafordelene. Det virtuelle batteri stilles på den måde frit til rådighed i elsystemet.

Senest har meget fokus været rettet imod, at en konkurrenceudsættelse eller liberalisering, af fjernvarmesektoren, vil give store besparelser på fjernvarmekundernes regning. Dette er nævnt af McKinsey [23], Deloitte og EA Energianalyse [24], og senest Dansk Energi [25]. Alle tager udgangspunkt i, at de svenske fjernvarmepriser er lavere end de danske, fordi de har et frit fjernvarmemarked. Men mon ikke, at de danske fjernvarmepriser ville være væsentlig lavere, hvis værkerne havde frit brændselsvalg og samme billige biomasse som i Sverige? Fjernkølingen er desuden langt fremme i Sverige, fordi fjernvarmeselskaberne har haft frihed til at udbygge med fjernkøling og udnytte lave elpriser. Danmark kan følge efter, med de rette rammebetingelser.

Vores erfaring med energiplanlægning er, at man bør undersøge effektiviseringspotentialer i hvert fjernvarmesystem for sig. Selvom rammebetingelserne er de samme, vil der altid være lokale forhold, som fordrer nogle løsninger frem for andre. Vi kan eksempelvis se fra de danske og svenske erfaringer, at et bredt lokalt forankret ejerskab, hvor formålet er at effektivisere til gavn for forbrugerne, og hvor ejerne kan udnytte synergierne mellem alle forsyningsarterne, er mere effektivt for forbrugerne end privat ejerskab, hvor prisen sættes ud fra at maksimere profitten.

Det er også vigtigt for den samlede effektivisering af fjernvarmesystemet og bygningerne, at bygningerne ses som en del af energisystemet, så de tilsluttes fjernvarme- og fjernkøling, hvor det er planlagt. Det var der stor fokus på tidligere, men i dag er der forslag om, at bygningsreglementet skal modarbejde denne effektivisering og straffe bygherren, der vælger fjernvarme og fjernkøling frem for en varmepumpe, ved at kræve ekstra isolering eller VE på matriklen.

Vi går dog ikke mere i dybden med, hvilke justeringer af reguleringen indenfor forsyning og byggeri, der kan føre til reducerede omkostninger i fjernvarmesektoren og i byggeriet. I stedet ser vi på nogle af de koncepter, vi mener, er relevante i et VE-system, set fra fjernvarmesystemets perspektiv. Herunder varmepumper, elkedler, solvarme, affaldsvarme, varmelagre og udvikling af fjernkøling. Vi belyser muligheder og udfordringer i en række forskelligartede projekter, der demonstrerer fjernvarmesystemets rolle, med fokus på at tilgodese to hovedformål:

**For det første**, at fremme udveksling af erfaringer blandt fjernvarmeværker. Rapporten skal bidrage til at sprede viden blandt fjernvarmeværker og energiplanlæggere om de muligheder, der er for at udbygge med fleksible enheder. Med ændrede rammebetingelser i form af bortfald af PSO-afgift, reduceret elafgift, tidsafhængige distributionstariffer og bortfald af grundbeløb, er der et styrket incitament til at inddrage store varmepumper i varmeplanlægningen. Desuden har vi set en vækst i meget forskelligartede projekter, der indgår i det virtuelle batteri. Herunder store varmelagre, elkedler, mere effektive kraftvarmeværker, udnyttelse af overskudsvarme og fjernkøleprojekter med kombineret varme og køl. Udveksling af erfaringer i et åbent samarbejde er som altid vigtig for at fremme nye løsninger i fjernvarmesektoren.

**For det andet**, at sprede viden om fjernvarmesystemets rolle i det vedvarende energisystem. Vi savner i den energipolitiske debat faktisk viden om potentialer i fjernvarme- og fjernkølesystemet, hvilket er uheldigt, da der i disse år træffes vigtige beslutninger om rammebetingelser, der har betydning for, om potentialer udnyttes effektivt. Blandt andet justering af energifgifter, projektgodkendelse, lånevilkår, selskabsregulering og bygningsreglementet. Viden om potentialer blandt alle aktører er som altid vigtig.

Vi håber, at rapporten er et værdifuldt input hos fjernvarmeselskaber og andre interesserede, som arbejder videre med nye gode idéer og koncepter i omstillingen til VE i fjernvarmesystemet.



## INDLEDNING

Denne rapport er udarbejdet af Rambøll sammen med *Høje Taastrup Fjernvarme*, *Gram Fjernvarme* og *Lystrup Fjernvarme* i fortsættelse af rapporten om "*Smart Energi, barriere og løsningskatalog*", som Rambøll udarbejdede for Energistyrelsen i oktober 2016 [13]. I rapporten blev der set på integrationen imellem el-, gas-, fjernvarme-, fjernkøling-, vand-, spildevand- og affaldssystemerne samt bygningerne, med henblik på at integrere vedvarende energi (VE) på en smartere og mere effektiv måde. Heraf fremgår det, at fjernvarmesystemet har haft en central rolle, og at den bliver styrket som følge af evnen til at bruge og lagre fluktuerende VE-kilder og overskudsenergi på en omkostningseffektiv måde. Interessen for danske udviklingsprojekter er stor i resten af verden. EU har eksempelvis netop udgivet en rapport, som viser 8 gode eksempler på fjernvarme og fjernkøling i Europa, der umiddelbart kan gennemføres mange andre steder. Det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem og Gram Fjernvarme er de to førstnævnte af de 8 udvalgte projekter [18].

De tre deltagende værker har hver bidraget med interessante projekter.

*Lystrup Fjernvarme Amba.* har i et tidligere F&U projekt redegjort for, hvordan byudviklingsområder med typisk tæt lav bebyggelse bedst kan forsynes med fjernvarme, når de samlede investeringer i forsyning og bygninger inkluderes. Lystrup Fjernvarme er nu i samarbejde med byudviklingsselskabet i gang med at gennemføre udbygningen. Resultatet er siden blevet bekræftet i andre studier, og det fremgår af BBR-registret, at fjernvarmens andel af ny bebyggelse i hele landet er oppe på 70 %.

*Høje Taastrup Fjernvarme Amba.* er en del af det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem, men er derudover det første fjernvarmeværk, som har opnået, at få godkendt et projektforslag for en komplet udbygning med fjernkøling i symbiose med fjernvarme. Første etape er i drift og den næste er netop indviet, ligesom tre nye projekter er ved at blive planlagt.

*Gram Fjernvarme Amba.* er ét af flere mindre varmeværker, som har udnyttet symbiosen mellem storskala solvarme, et stort varmelager og integration af vedvarende energi via elsystemet med elkedel, varmepumpe og gasmotor. Gram Fjernvarme forsynes med 60 % solvarme og resten af varmebehovet dækkes med elkedlen, varmepumpen, gasmotoren og gaskedler. Set fra elsystemets perspektiv agerer Gram Fjernvarme allerede som et stort og effektivt virtuelt batteri.

*Energikommissionen* har i sine anbefalinger til Regering og Folketinget også fokuseret på, hvordan fjernvarmesystemet skal udvikles og yderligere integreres med resten af energisystemet [21]. **Kommissionen gør opmærksom på, at udfordringen ikke er, at etablere nok vindmøller, men at udnytte den fluktuerende energi fra vindmøllerne.** Kommissionen skriver næsten ordret, at det gælder om at bruge meget el, når prisen er lav og vinden blæser og helt undlade at bruge el i de perioder, hvor prisen er høj og vinden ikke blæser. I Energikommissionens rapport fra april 2017 nævnes følgende om fjernvarmens rolle:

- "Fjernvarmesystemet skal udnytte vedvarende energi og overskudsvarme"
- "Fjernvarmesystemet skal gennem markant øget elektrificering bidrage til øget energieffektivitet og fleksibilitet i fremtidens integrerede energisystem"
- "Fjernvarmesystemet kan udnytte og lagre store mængder varme, der kan produceres til lave omkostninger. Det kan f.eks. være udnyttelse af varme fra andre processer (f.eks. kraftvarme), overskudsvarme fra virksomheder eller varme fra forbrænding af affald og restprodukter"
- "Fjernvarmen skal i den udstrækning, det er samfundsøkonomisk fordelagtigt, udnytte alle affaldsprodukter og varme fra konverteringsprocesser, herunder kraftvarmeværker, industrielle processer, køling, elektrolyse mv., så de termiske tab minimeres. Hertil kommer fjernvarmens og fjernkølingens muligheder for at udveksle varme og kulde med strømmende medier som grundvand, drænvand, spildevand, drikkevand, hav, søer og åløb"
- Fjernvarmen kan på den måde blive central i det smarte energisystem. Hvor elnettet skal transportere den fluktuerende el fra vedvarende energi til forbrugerne, kan fjernvarmen være

*blandt de største forbrugere af el, som er i stand til at bruge meget mere el, når prisen er lav, og helt undlade at bruge el i perioder, hvor elprisen er høj.*

Energikommissionen fokuserer på den vedvarende energis fluktuationer og det deraf følgende behov for fleksible forbrugere og producenter. Fjernvarmesystemet skal fremover integrere mere af den fluktuerende vedvarende energi fra elsystemet og udnytte overskudsvarmekilderne bedre.

Vi vil med udgangspunkt i gældende lovgivning og eksisterende teknologier vise, hvordan smarte energiløsninger kan udvikles i fjernvarmesystemet. Vi vil gøre brug af konceptstudier med rod i aktuelle projekter og fungerende løsninger, som umiddelbart kan gentages.

Vi skal ikke kun se på kraftvarmepotentialet, som jo udnytter spildvarme, der ellers udledes i havet eller op i luften i Nordeuropa. Vi skal også udnytte spildenergi, som udledes til luften fra især tørkølere. Desuden skal vi etablere fleksible varmepumpeanlæg, som kan drives i tre forskellige tilstande:

- Samproduktion, hvor både varme og køl udnyttes
- Varmeproduktion med spildkøling, fordi prisen på køl er nul og al kølingen ikke kan lagres
- Køleproduktion med spildvarme, fordi prisen på varme er nul og al varmen ikke kan lagres

I **Kapitel 1** præsenterer vi tankerne omkring det smarte energisystem, som også kaldes det integrerede energisystem. At udvikle smarte energiløsninger handler om, at udnytte de tilgængelige energiressourcer bedre og sammentænke løsningerne med resten af energisystemet.

I **Kapitel 2** er der en gennemgang af den historiske udvikling af fjernvarme-, fjernkøle-, gas-, og elsystemet med perspektiver til fremtidens udvikling.

I **Kapitel 3** begynder vi at se nærmere på konkrete tiltag i fjernvarmesystemet, der kan fremme det integrerede vedvarende energisystem. Vi starter med energiinfrastrukturen i bygningerne.

I **Kapitel 4** fokuserer vi på at integrere vedvarende energi i fjernvarmesystemet. Vi starter med at se på de væsentlige teknologier, der kan gøre fjernvarmesystemets omstilling til vedvarende energi mulig. Blandt andet ved en bedre integration med elsystemet.

Herefter undersøger vi i **Kapitel 5**, hvordan man kan integrere fjernkøling med fjernvarme. Planlægning af fjernkølesystemer er ofte et spørgsmål om timing, idet den store fordel ligger i at reducere investeringsomkostningen og i mindre grad i at reducere driftsomkostningen.

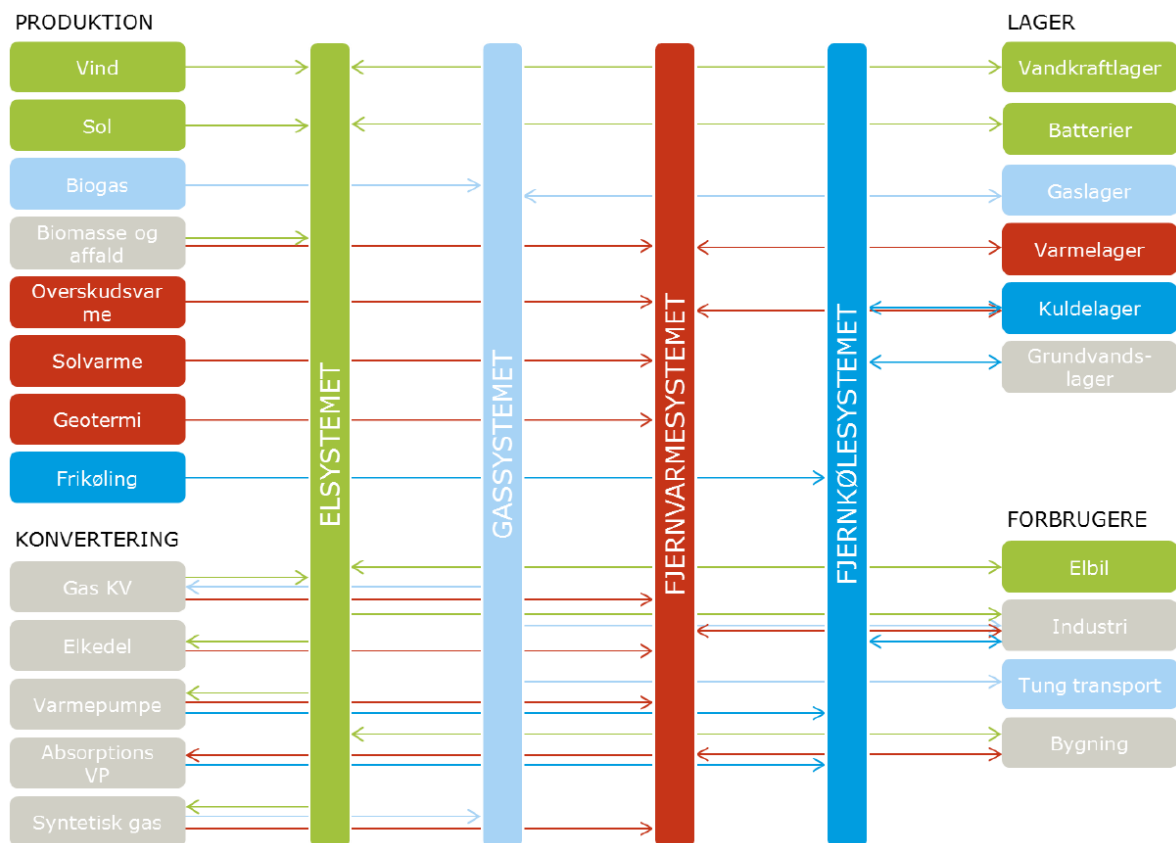
I **Kapitel 6** gennemgår vi syv forskellige cases, der blandt andet fokuserer på storskala solvarme, varmepumper, elkedler, affaldsvarme og store varmelagre. De enkelte cases relaterer sig hver især til fokusområderne, der er gennemgået i de foregående kapitler.

I **Kapitel 7** afrunder vi rapporten med en opsummering af tendenserne vi ser i el-, gas-, fjernkøle- og fjernvarmesystemerne, og koncepterne vi har fokuseret på for fjernvarmesystemet.

# 1. DET SMARTE ENERGISYSTEM

Det smarte, eller integrerede, energisystem omfatter primært de fire energibærere; elsystemet, gassystemet, fjernvarmesystemet og fjernkølesystemet. Bygningernes interne varme- og klimasystemer er vigtige, men kan i nogen sammenhænge betragtes som en del af fjernvarme- og fjernkøleinfrastrukturen. Dertil kommer, at de fire energibærere har et vist samspil med vandforsyningen, affald- og spildevandshåndtering. Transportsektoren har også en vigtig rolle med at udnytte VE fra elsystemet via eldrevne transportmidler – enten direkte eller via batterier. Der er dog et vis samspil imellem transport og de øvrige energisystemer i byplanlægningen, eksempelvis, at kollektiv transport, arbejdspladser og fjernkøling ofte hænger sammen.

Figur 1-1: Det smarte energisystem



På Figur 1-1 ses energistrømme i det smarte energisystem. Samspillet imellem systemerne og reaktionen på varierende produktion fra VE signaleres igennem prissignaler. I fremtiden vil lave elpriser som regel skyldes høj elproduktion fra vindmøller og/eller solceller, og omvendt vil høje elpriser som regel være et tegn på, at der ikke er nogen VE-produktion i systemet. De centrale kraftværker har sammen med udlandsforbindelserne op til i dag gjort det muligt, at integrere vindenergi i elsystemet. Fremover skal lagring af energi, en fleksibel forbrugsside og øget integration energisystemerne imellem gøre det muligt, at integrere endnu mere VE i elsystemet.

Vi fokuserer i denne rapport på, hvordan fjernvarmesystemet kan interagere med specielt el- og fjernkølesystemet, og gøre det muligt at lagre den fluktuerende elproduktion fra VE i køle- og varmelagre. Elkedler, varmepumper og kraftvarmeværker øger fleksibiliteten fra fjernvarmesystemet. Fjernkølesystemet er fortsat på et udviklingsstadium, men kan muliggøre integration af store varmepumper i fjernvarmesystemet. Gassystemet vil fremover levere mindre energi, men til gengæld vigtig back-up kapacitet, og ligeledes fungere som et lager for VE-gas – altså biogas og power-to-gas teknologi, hvor overskudsvarmen kan anvendes i fjernvarmesystemet.

## 2. ANALYSE AF ENERGISYSTEMET

Før vi fokuserer på, hvordan smarte energiløsninger kan udvikles i fjernvarmesystemet, der understøtter fremtidens smarte energisystem, gennemgår vi den historiske udvikling i både fjernvarme-, fjernkøle-, gas- og elsystemet og ser på den forventede udvikling. Den centrale energibærer i et smart energisystem bliver elsystemet. Derfor foretager vi også en analyse af elmarkedets udvikling, med fokus på effekterne af den stigende produktion fra vindenergi. Samspillet imellem fjernvarme- og elsystemet er styret af prissignalerne fra elmarkedet, som har indflydelse på hvilke varmeproduktionsteknologier der er rentable og deres produktion.

### 2.1 Fjernvarmesystemet

Udviklingen af fjernvarme har spillet en central rolle i arbejdet med, at reducere udledningen af drivhusgasser fra varmesystemet. Skal regeringens mål om et fuldt bæredygtigt energisystem i 2050 opfyldes, skal fjernvarme være endnu mere i fokus. Som vist på Figur 2-2 bliver 63 % af de danske boliger opvarmet med fjernvarme. Heraf udgør kraftvarmeandelen 66 % af den samlede fjernvarmeproduktion.

Samspillet med fjernvarmesystemet kan øge fleksibiliteten i elsystemet, ved at kraftvarmeværker producerer varme, når elprisen er høj, imens elkedler og varmepumper bruger el til at producere varme ved lave elpriser. Desuden kan lagertanke og damvarmelagre være relativt billige energilagringssystemer, der også øger fleksibiliteten. Indpasning af større mængder VE i elsystemet kan derigennem muliggøres, og den samlede effektivitet i hele energisystemet forøges.

Vi har i Danmark længe været et af de førende lande indenfor udvikling af fjernvarme og smarte energiløsninger, der både øger energieffektiviteten og fjernvarmesystemernes fleksibilitet. Nye initiativer til at øge konkurrencen i fjernvarmesystemet udvikles løbende. Et eksempel på dette er det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem. Her varetages lastfordelingen på timebasis af *Varmelast.dk*, som er ejet af de tre varmedistributionselskaber; *CTR*, *HOFOR* og *VEKS*. Produktionen fordeles imellem alle anlæg, så de billigste enheder producerer først. For de store kraftvarmeenheder beregnes varmeproduktionsomkostningen ved at modregne indtægter fra elmarkedet fra de samlede produktionsomkostninger, imens elprisen for varmepumper og elkedler indgår som en del af varmeproduktionsomkostningen. På denne måde drives den billigste enhed altid først, samtidig med, at man interagerer med elsystemet.

Men eftersom den øgede elproduktion fra VE-kilder reducerer elpriserne, bliver kraftvarmeværker stadig mindre profitable. Desuden kan varmebundne kraftvarmeværker lide et økonomisk tab, når de er tvunget til at producere varme ved lave elpriser. Følgelig kan vindmøller i yderste tilfælde blive nedlukket, for at opretholde stabiliteten i elsystemet.

Én af løsningerne på denne udfordring kan findes på den nye biomassefyrede Blok 4 på Amagerværket og på ARC's nye Amagerbakke, hvor man laver et fuldt by-pass af turbinerne. Ved lave elpriser kan man således udelukkende producere varme, hvilket er sammenligneligt med en elkedel eller varmepumpe, som bruger el ved lave elpriser. Om det så er den rette måde, at producere el, har vi ikke undersøgt. Formentlig har det betydet, at værket er blevet dyrere grundet kraftvarmekravet, og man er følgelig afhængig af et tilskud. Der kan dog være en samfundsmæssig fordel ved, at have kraftværker til at stabilisere elsystemet af hensyn til elforsyningssikkerheden.

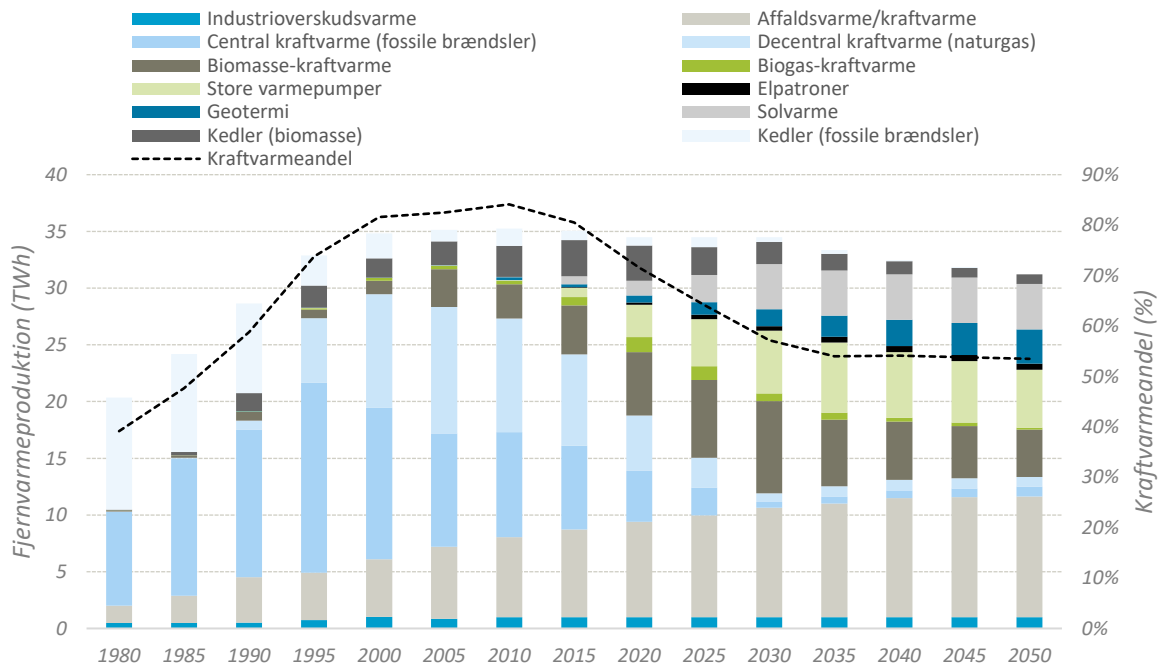
I Varmeplan Danmark blev det vist, at en fortsat udvikling af fjernvarmesystemet med fokus på affaldskraftvarme, biomassekraftvarme, store varmepumper, elkedler, geotermi og solvarme er nødvendig, hvis et smart energisystem skal opnås. Fokus var på fjernvarmesystemer, men samspillet med specielt fjernkøle- og elsystemet er væsentligt i det smarte energisystem. De smarte energiløsninger er derfor ikke blot løsninger, der reducerer varmeproduktionsomkostningerne, men samtidig skal de øge fleksibiliteten fra det enkelte fjernvarmesystem [14].

Integration af VE i fjernvarmesystemet har overvejende været biomasse og lidt solvarme. De fossile brændsler skal fortsat erstattes af biomasse, men mængden af el til varmepumper og elkedler vil også stige. Affald til opvarmning vil formentlig ikke ændres nævneværdigt. På Figur 2-1 ses udviklingen i fjernvarmeproduktion fordelt på teknologi fra 1980 og frem mod 2050, som fremskrevet i Varmeplan Danmark. Udviklingen op til 2010 er baseret på historiske data, og herefter fremskrevet baseret på, hvordan fjernvarme bør produceres til de laveste samfundsøkonomiske omkostninger, hvis Danmark gradvist skal overgå til VE.

Fjernvarmesystemet integrerer stadigt mere VE og reducerer samtidigt varmeforbruget ved hjælp af bedre isolering i bygningerne. Opsummerende ser vi følgende overordnede tendenser:

- Centrale kulfyrede kraftværker konverteres til biomasse (træflis og træpiller) eller mølposelægges grundet lave elpriser og miljøhensyn
- Store solvarmeanlæg med damvarmelagre sættes i drift i mindre og mellemstore byer. Begge teknologier mangler fortsat at vinde indpas i de store byer
- Varmepumper, som også producerer køling, begynder at vinde indpas. Den lavere elafgift til opvarmning giver endnu bedre rammebetingelser.

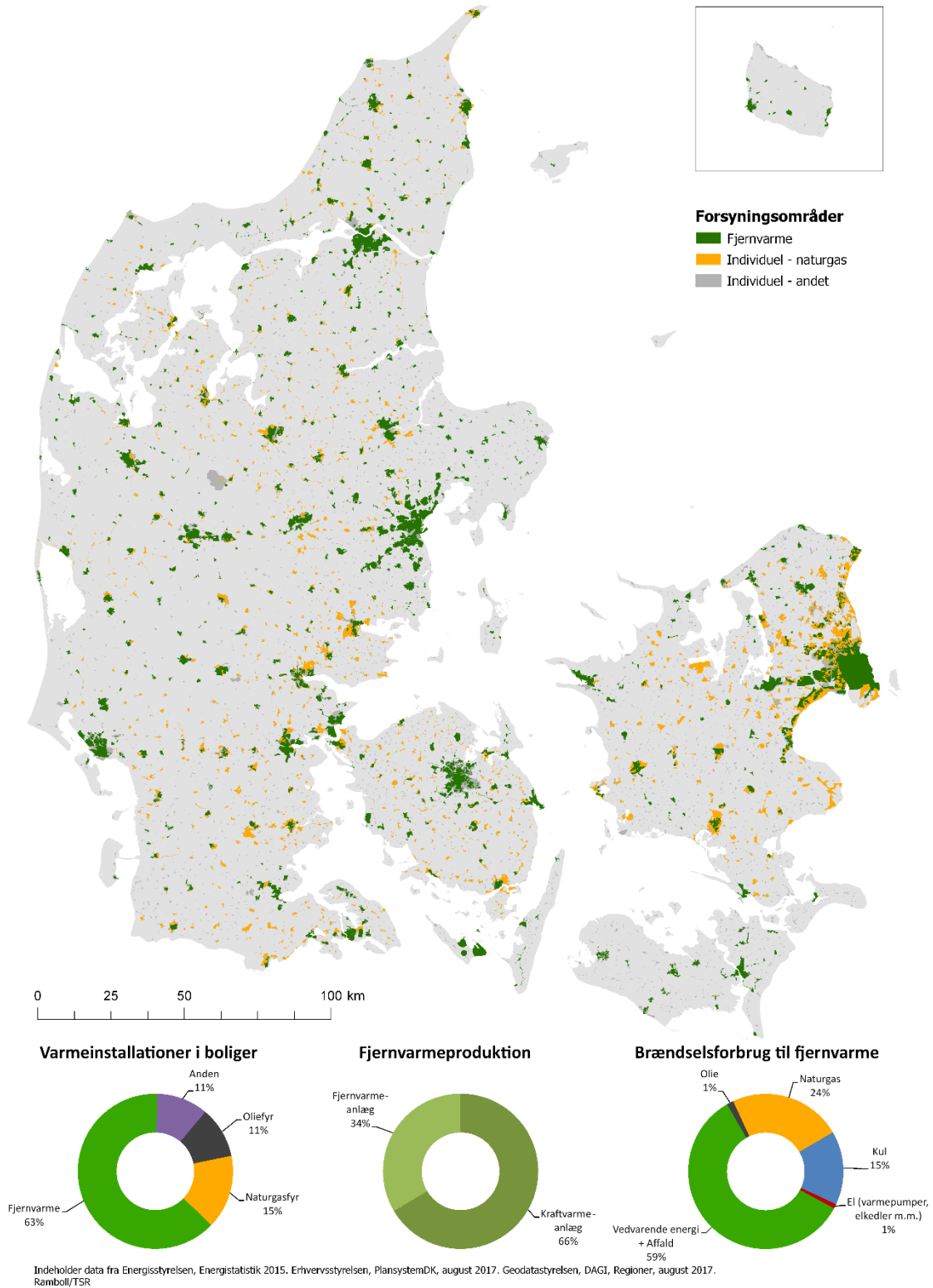
**Figur 2-1: Fjernvarmeproduktion per teknologi fra 1980 og op til 2050**



På Figur 2-2 ses også et kort over varmeforsyningen i byområder. Forventningen er, at naturgasopvarmede områder gradvist konverteres til fjernvarme eller individuel opvarmning med varmepumper, træpillekedler eller en hybridløsning med en varmepumpe og gaskedel på VE-gas.

Figur 2-2: Kort over varmeforsyning i byområder i 2015

## VARMEFORSYNING I BYOMRÅDER



## 2.2 Fjernkølesystemet

Som nævnt gør den foreløbige udbredelse af fjernkøling, at man ikke kan tale om en egentlig fjernkølesektor, selv om der er enkelte mindre systemer ved Grundfos i Bjerringbro, Carlsbergbyen og HOFOR i København samt ved Høje Taastrup Fjernvarme. Desuden er der en lang række planlægningsprojekter i gang med det formål, at udvikle fjernkøling i de større byer og eksempelvis omkring de nye supersygehuse eller byudviklingsområder for erhvervsvirksomheder.

I Køleplan Danmark [15] er udviklingspotentiale og barrierer for fjernkøling beskrevet nærmere. Her vurderes det, at der i hele landet er et kølepotentiale på 4.000 GWh-k, der rentabelt kan udvikles som fjernkøling. Heraf vil der produceres overskudsvarme, som kan anvendes i det nærliggende fjernvarmesystem. Varmepumpen kan desuden anvende andre varmekilder, når den ikke skal levere køling, og producere endnu mere varme. Udviklingen kan ses i Tabel 2-1.

**Tabel 2-1: Fjernkølepotentiale**

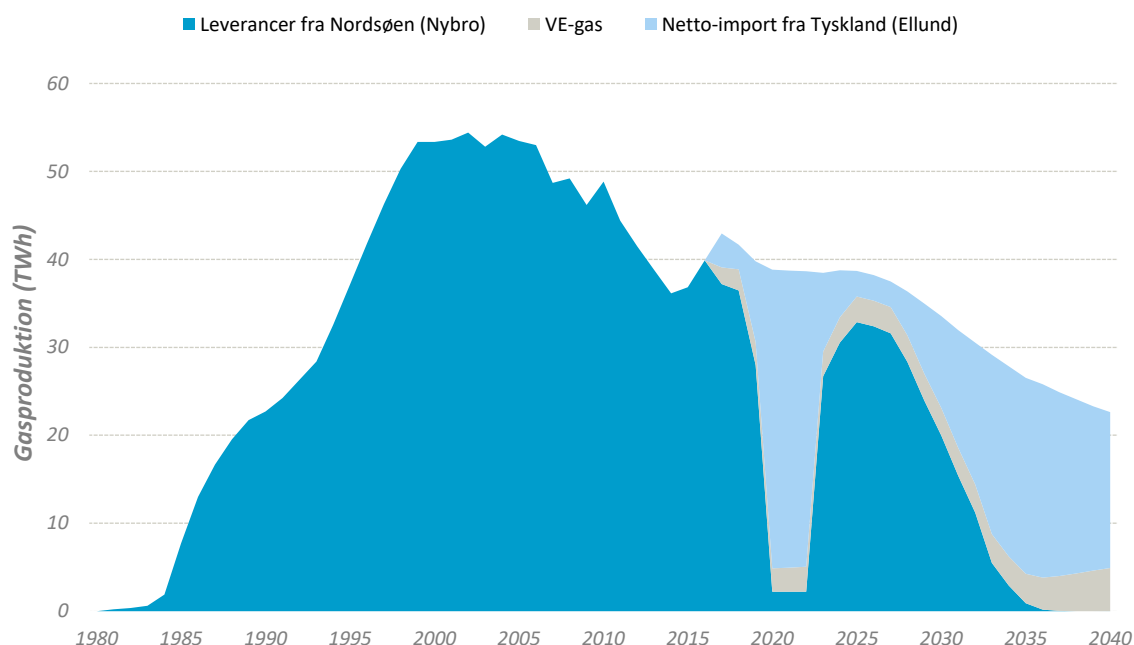
(GWh-køl)	Fjernkøling	Resulterende overskudsvarme	Yderligere varmeproduktion
2050	4200	~ 6400	~ 3 - 4000

Fordelen ved udvikling af fjernkøling er, udover den økonomiske gevinst, at man baner vejen for integration af store eldrevne varmepumper i fjernvarmesystemet, idet investeringer og driftsomkostninger deles imellem fjernvarme- og fjernkøleselskabet.

## 2.3 Gassystemet

Historisk har Danmark været selvforsynende med naturgas fra Nordsøen, men med få reserver tilbage, og med den kommende renovering af Tyra-feltet, vil import af naturgas fra andre lande for første gang være nødvendig. På Figur 2-3 er både den historiske samt fremskrevne produktion af naturgas frem mod 2040 vist, baseret på Energinet.dk's forventninger [4].

**Figur 2-3: Gasproduktion og forbrug fra 1980 og op til 2040**



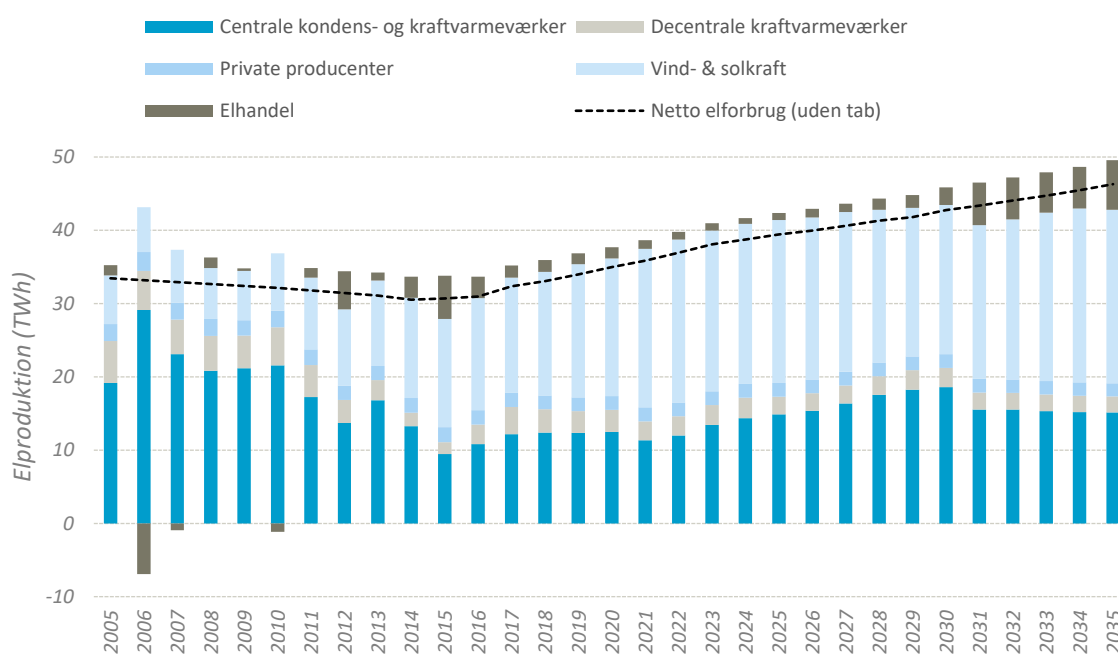
Mængden af VE-gas forventes at stige lidt. Det kan være opgradering af biogas, elektrolyse, hvor overskudsvarmen kan anvendes til fjernvarme. Gassystemet kan med de to nuværende lagre i Lille Thorup og Stenlille i fremtiden fungere som et lager for VE, ved bedre integration med el- og fjernvarmesystemet. Dog er der ifølge prognosen et betydeligt behov for fossil gas i 2040.

## 2.4 Elsystemet

Elsystemet er i en omstilling fra et centralt system med store termiske kraft- og kraftvarmeværker til et decentralt system baseret på vind- og solenergi og mindre kraftvarmeværker. For at sikre en fortsat høj forsyningssikkerhed, når den indenlandske termiske produktionskapacitet efterhånden reduceres, og for at udvikle et fælles europæisk elmarked, etableres nye elkabler til udlandet, heriblandt Holland og England. Det nævnes ofte, at et mere fleksibelt elforbrug og nye udlandsforbindelser vil opveje den manglende termiske kapacitet og deres systembærende egenskaber, selvom de hidtidige resultater har været utilstrækkelige.

På Figur 2-4 ses elproduktion og forbrug fra 2005 og fremskrevet til 2035 baseret på Energistyrelsens forventninger i basisfremskrivningen [16]. Det øgede elforbrug fra varmepumper, elkedler, datacentre og eldrevne transportmidler skal hovedsageligt dækkes af højere produktion fra VE. Energistyrelsens forventning er som udgangspunkt konservativt, baseret på eksisterende rammebetingelser og udmeldte ændringer. Produktionen fra VE kan derfor meget vel blive højere.

Figur 2-4: Elforbrug og produktion fra 2005 og op til 2035



Opsummerende ser vi følgende overordnede tendenser i den danske elsektor:

- Store centrale kraftværker bliver taget ud af drift, mølposelagt eller konverteret til biomasse med reduceret elkapacitet
- Vindmøller og solceller erstatter gradvist de termiske kraft- og kraftvarmeværker
- Individuelle varmepumper samt store varmepumper og elkedler i fjernvarmesystemet bliver flere og muliggør et mere fleksibelt elforbrug
- Flere store datacentre (Apple, Google, Facebook) bliver bygget og vil ifølge Energinet.dk [4] være ansvarlige for omkring 10 % af elforbruget i 2025
- Elektrificering af transportsektoren er stagnerende
- Nye transmissionsforbindelser til udlandet bliver bygget og de eksisterende udvidet.

I det følgende underafsnit laver vi en analyse af elmarkedet i Danmark. Vi ser nærmere på både historiske priser, samt forventningerne til fremtidens elpriser fra forskellige analyseinstitutter.

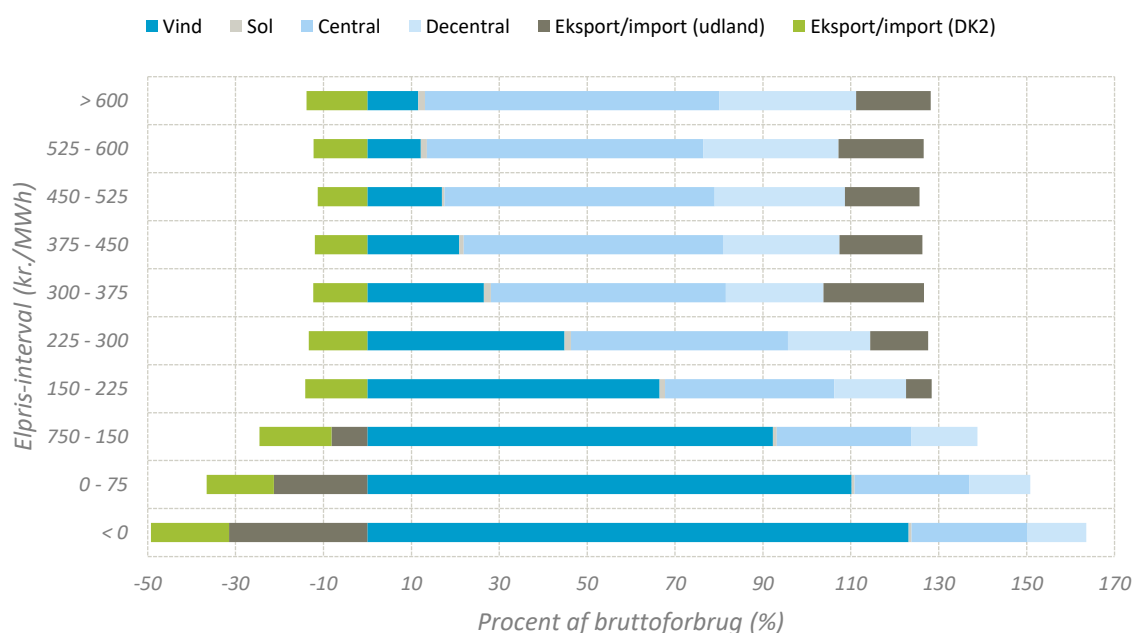


### 2.4.1 Elmarkedet

Vi sætter herunder fokus på de tendenser, som vi har set i elmarkedet igennem de seneste år. Alle data er baseret på markedsudtræk fra Nordpool's online database [11] og en mere detaljeret statistisk analyse kan findes i Bilag 1.

Grunden til, at elpriserne er faldende skyldes overvejende den stigende produktion fra vindmøller. Den gennemsnitlige produktionsfordeling i Vestdanmark (DK1), ved stigende prisintervaller, kan ses på Figur 2-5. Her kan det ses, hvordan den stigende vindproduktion reducerer elpriserne – lave elpriser følger høj vindproduktion og omvendt. **Den generelle tendens af nettoimport ved høje elpriser og nettoeksport ved lave elpriser ses ligeledes (den sorte signatur).**

**Figur 2-5: Gennemsnitlig produktionsdistribution fra 2010 – 2017 i DK1**



I Tabel 2-2 er den gennemsnitlige day-ahead elpris fra de to markedsområder i Danmark vist. Igennem de seneste år har der været et fald i de gennemsnitlige elpriser.

**Tabel 2-2: Gennemsnitlig day-ahead elpris fra 2010 - 2017**

(kr./MWh)	Vestdanmark (DK1)	Østdanmark (DK2)
2010	342	424
2011	357	365
2012	275	283
2013	283	290
2014	231	238
2015	171	179
2016	201	216
2017	224	238

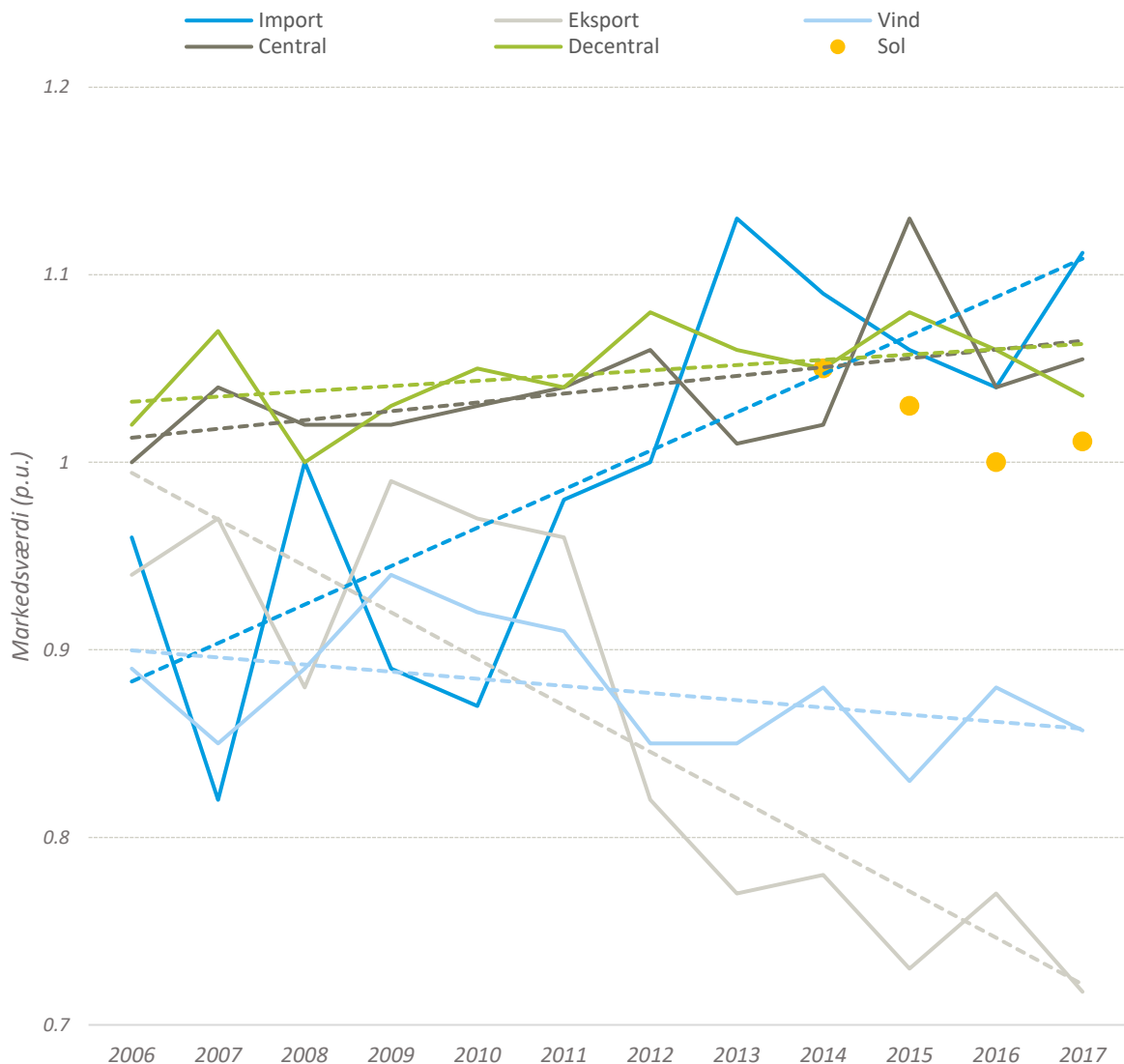
Det er imidlertid lige så interessant, at se på markedsværdien af el fra forskellige produktionskilder. I denne sammenhæng skal markedsværdien forstås som den vægtede gennemsnitlige elpris, ved produktion fra den respektive kilde. En sammenligning af markedsværdien af elproduktion fra forskellige kilder samt import og eksport er vist på Figur 2-6. Det ses, at markedsværdien af vind er lavere, end både central og decentral produktion.

Det er interessant, at markedsværdien af import generelt har tendens til at stige, imens markedsværdien af eksport falder. Den lave markedsværdi af eksport skyldes formentlig samtidig elproduktion fra vindmøllerne i Nordtyskland, der reducerer elpriserne yderligere. Vi har brugt markedsværdien af forbrug som base i beregningen, hvor base er 1.

Markedsværdien af elproduktion fra centrale og decentrale kraftværker samt solceller er således over markedsværdien for forbrug. Det betyder, at markedet prissætter produktion fra centrale og decentrale kraftværker højere end fra vindmøller, hvilken dog sandsynligvis stadig er for lav til at fastholde den nødvendige termiske kapacitet i elsystemet, da driftstiden samtidig reduceres. Derfor er der også diskussion om hvorvidt nye elmarkeder, der specifikt betaler for fleksibilitet og/eller kapacitet, bør implementeres. En anden mulighed er, at eksempelvis mindre fjernvarmeværker indgår i et puljefællesskab, som set med Dansk Kraftvarme Kapacitet.

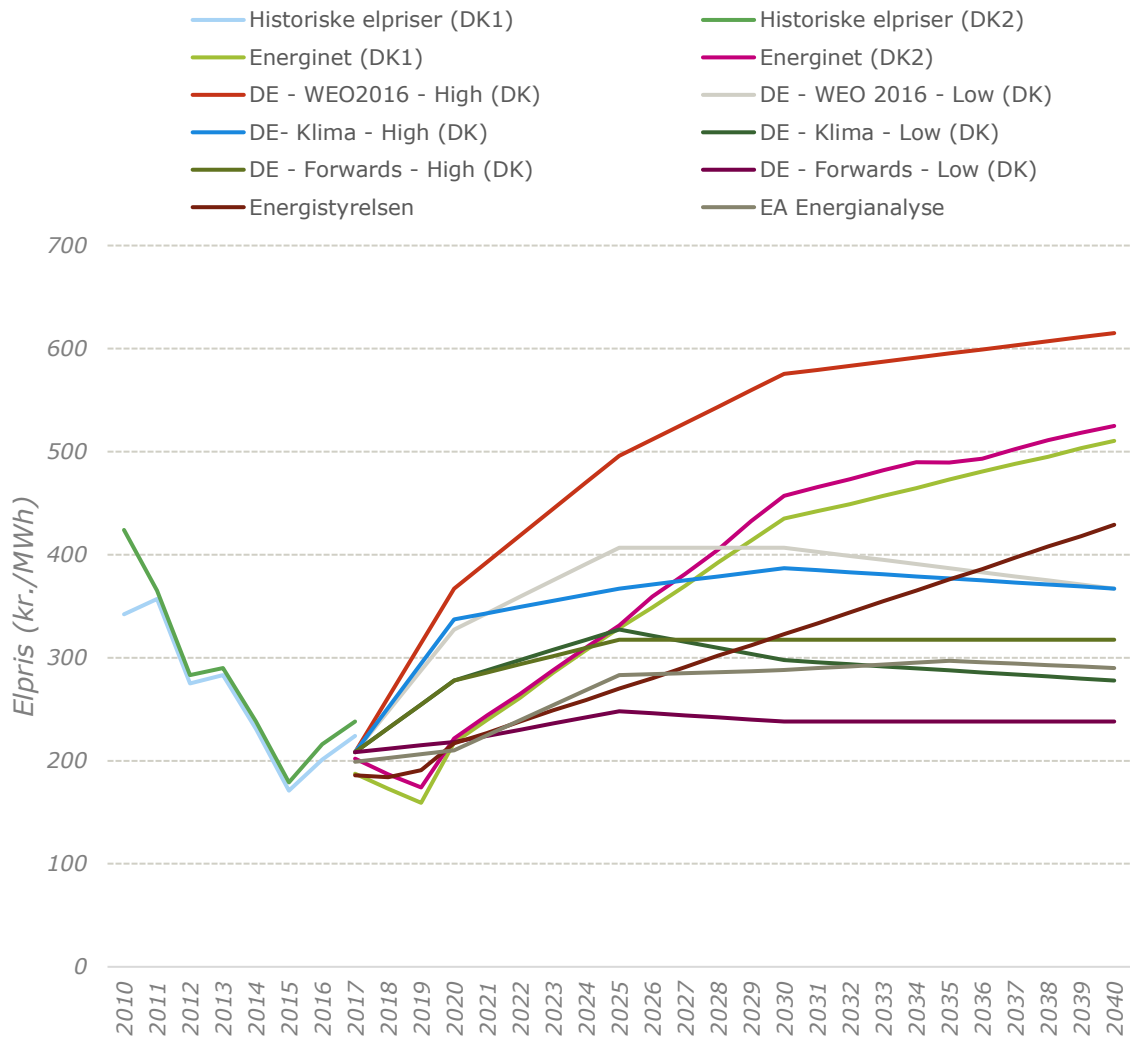
Analysen af de seneste års udvikling i elmarkedet giver det overordnede indtryk, at når vi fortsat integrerer større mængder VE i elsystemet, vil elprisen være faldende.

**Figur 2-6: Markedsværdi af elproduktion fra 2006 – 2017 (DK1 og DK2)**



Men elprisfremskrivningerne fra flere danske institutioner viser tværtimod, at de forventer en stigning i elprisen frem mod 2040, som skyldes mindre samlet kraftværkskapacitet, nye transmissionsforbindelser til områder med højere elpriser og stigninger i brændselspriserne. Prognoserne er dog usikre, som set med det store udfaldsrum, og afhænger meget af de anvendte brændselsprisfremskrivninger. De fremskrevne elpriser på Figur 2-7 kommer fra Energinet.dk [4], Dansk Energi [9], EA Energianalyse [6] og Energistyrelsen [2].

**Figur 2-7: Historiske og fremskrevne elpriser**



I nogle af casene, hvor vi anvender fremskrevne elpriser, benytter vi Energinet.dk's elpriser til de selskabsøkonomiske beregninger. Til de samfundsøkonomiske beregninger anvender vi Energistyrelsens fremskrivning. Alle elpriserne kan også findes i Bilag 2.

## 3. BYGNINGERNES ENERGIINFRASTRUKTUR

En væsentlig del af at omstille fjernvarmesystemet til vedvarende energi handler om energiinfrastrukturen i bygningerne og planlægningen af denne. De tre første temaer handler om planlægning af energiforsyningen til ny bebyggelse med et køle- og varmebehov henholdsvis fjernt fra og tæt ved et eksisterende fjernvarmesystem. Herefter ser vi også nærmere på etablering af små fjernvarmesystemer i olielandsbyer og hvordan naturgasbaserede forsyningsområder kan erstattes med fjernvarme eller anden individuel opvarmning.

### 3.1 Ny bebyggelse i et område fjernt fra eksisterende fjernvarmenet

Der er ofte behov for at vurdere varmforsyningen af en ny bydel eller et nyt distrikt, der opføres efter BR15 eller BR20, som ikke er i forbindelse med eksisterende fjernvarme. Vi anbefaler i denne type områder, at man sammenligner individuelle anlæg med et lokalt blokvarmeanlæg eller et helt nyt minifjernvarmesystem. Sammenligningen kan være aktuel at to grunde; enten fordi der er for langt til nærmeste fjernvarmenet eller fordi det ønskes undersøgt, om den nye forsyning skal baseres på individuelle varmepumper frem for fjernvarme. Det kan som regel være interessant, at sammenligne følgende alternativer:

- Individuelle gaskedler med supplerende energi fra solvarme og solceller, hvis området er godkendt til forsyning med naturgas (ellers gælder forbud mod nye gasdistributionsledninger)
- Individuelle varmepumper (luft/vand eller jordvarme, hvor der er plads til jordslanger)
- Hybridløsning med luft/vand varmepumpe og en gaskedel (hvis gas er tilgængeligt)
- Fjernvarme (eller blokvarme) med varmepumpe og en gaskedel til spidslastproduktion og aflastning ved høje elpriser
- Fjernvarme (eller blokvarme) med varmepumpe, elkedel og varmelager.

Fordelen ved, at sammenligne individuelle varmepumper med en fælles varmepumpe i en indledende analyse er, at man sammenligner ligeværdige og næsten ens teknologier, hvor storskalafordele og fleksibiliteten ved fjernvarme i forhold til de små varmepumper synliggøres. Hvis man derigennem kan fastslå, at fjernvarme med varmepumpe er bedre end individuelle varmepumper, kan man i næste trin vurdere, om det er mere fordelagtigt, at samkøre det nye anlæg med den eksisterende fjernvarme og benytte de produktionsanlæg, som allerede er etableret i fjernvarmesystemet og sammen skifte gradvist skifte til varmepumper. Endelig kan ovennævnte  $\emptyset$ -løsninger etableres med midlertidig forsyning, som senere kobles sammen med større bebyggelser og eksisterende fjernvarmesystemer i takt med, at området udvikles.

Et godt eksempel er *Vinge i Frederikssund Kommune*, hvor der planlagt en ny stor bydel udenfor Frederikssund by, så langt fra eksisterende fjernvarme, at en transmissionsledning til de første faser ikke er økonomisk attraktiv. I prospekter var det oplyst, at det første område ikke skulle have fjernvarme, men elbaseret opvarmning fra vindmøllestrøm, hvilket dog senere blev ændret. I de indledende analyser sammenlignede man mange alternativer fra individuelle varmepumper i hver bygning til et fjernvarmenet med fælles varmepumpe. Det viste sig, at investeringer og omkostninger stort set var de samme. Man valgte, at investere i en fælles varmepumpe med et fjernvarmenet i det første udviklingsområde, Deltakvarteret, da man undgår støj i bygningerne, og man bedre kan integrere vindenergi med en stor varmepumpe med et tilhørende varmelager, end med individuelle mindre fleksible varmepumper. Senere kan området kobles på det lokale fjernvarmenet, der skal opbygges, når byudviklingen fortsætter.

### 3.2 Ny bebyggelse i et område tæt ved eksisterende fjernvarmenet

Er det nybyggede område tæt beliggende ved et eksisterende fjernvarmenet, kan det være interessant, at vurdere følgende to alternativer:

- Varmepumpebaseret  $\emptyset$ -løsning, som samkøres med fjernvarmen i den udstrækning det er økonomisk fordelagtigt

- En marginal udbygning af den eksisterende fjernvarme, som alternativ til den varmepumpebaserede ø-løsning.

Rationalet ved det andet alternativ er, at det som regel er muligt at forsyne ny bebyggelse med marginal ekstra produktion fra et eksisterende fjernvarmesystem. Forsyningen kan senere suppleres med en mobil spidslastcentral indtil en permanent løsning etableres. Den permanente spidslastcentral kan være en gaskedel, oliekedel, elkedel eller en forstærkning af ledningsnettet ud til området fra det eksisterende fjernvarmenet.

Et godt eksempel er byudviklingsområdet *NYE* tæt ved *Lystrup Fjernvarme* i Aarhus, hvor der vil være op mod 1,2 mio. m<sup>2</sup> opvarmet areal [17]. I en analyse tilbage fra 2011 blev det vist, at fjernvarme var den mest bæredygtige og økonomisk fordelagtige opvarmningsform for både samfundet, forbrugerne og *Lystrup Fjernvarme*. Alternativet ville være individuelle varmepumper til hver bygning. Det bemærkes her, at den største økonomiske fordel ved fjernvarme i forhold til individuelle varmepumper består i lavere investeringer og D&V-omkostninger. Fordelen skyldes derimod ikke, at fjernvarmeforsyningen er effektiv biomassebaseret kraftvarme fra Varmeplan Aarhus. Formentlig ville man være kommet frem til samme resultat med andre forsyningskilder.

Hydrauliske analyser viste, at der var ekstra kapacitet til at forsyne de første etaper fra det eksisterende net, og at denne kapacitet kunne suppleres med lokal spidslast og senere en ringledning fra Lisbjerg. I 2016 var byudviklingsplanerne konkrete nok til, at man kunne fremsende et projektforslag for fjernvarme til den første etape med 50 boliger, hvori der var inkluderet en hovedledning med kapacitet til at forsyne hele første etape. Bebyggelsen i Nye er fortrinsvis til beboelse, og der har ikke været sikre prognoser for et kølebehov til komfort og proces. Fjernkøling kan blive aktuelt i mindre skala omkring letbanestationen, hvor der vil være butikker og blandet bebyggelse, men det har indtil videre været for usikkert at inddrage i planlægningen.

### 3.3 Ny bebyggelse med varme og kølebehov

I mange nye bebyggelser er der en blanding af byggeri til institutioner, kontorer, erhverv og boliger. De fleste af bygningerne har et behov for komfortkøling, og nogle endda også et behov for proceskøling. I Kapitel 5 går vi i dybden med fordelene ved fjernkøling frem for individuelle køleløsninger og hvordan fjernkøling kan integreres sammen med fjernvarme.

Større varmemeforbrugere med et samtidigt stort kølebehov, kan udnytte nogle af fordelene ved, at etablere egen varme- og køleproduktion med grundvandslagring, skulle fjernvarmeselskabet ikke stå klar til at tilbyde både fjernvarme og fjernkøling. Ved ikke at tilbyde fjernkøling risikerer fjernvarmeselskabet således at miste varmekunder, hvorved der suboptimeres og blokeres for de mest effektive løsninger for samfundet og lokalsamfundet. Det er derfor særlig interessant at se på, hvordan nye bydele kan planlægges for kombineret fjernvarme og fjernkøling. Fjernvarmeselskabet skal have overstået de organisatoriske forhindringer og være klar til at tilbyde køling på kommercielle vilkår til nye bygningsejere, inden de låser sig fast på individuelle løsninger.

Følgende alternativer kan sammenlignes:

- **Alternativ 1:** Den individuelle løsning
  - Varmepumper (luft/vand eller jordvarme, hvor der er plads til jordslanger)
  - Kølekompressorer til at dække kølebehov
  - ATES anlæg for større bygninger med begge behov, hvis der er plads
- **Alternativ 2:** Fjernvarme og fjernkøling med fælles varmepumpe (energicentral)
  - Fjernvarme med varmepumpe, varmelagertank og gaskedel til spidslast
  - Fjernkøling med samme varmepumpe og en kølelagertank
  - ATES anlæg
- **Alternativ 3:** Samkøring mellem energicentralen og nærmeste fjernvarmenet.

Et eksempel er *Favrholm* ved Hillerød, hvor der skal udvikles en ny bydel sammen med et nyt supersygehus. *Hillerød Kommune* har på et tidligt tidspunkt i planlægningen fået udarbejdet en strategisk energiplan, som viser fordele ved fjernvarme og fjernkøling i forhold til individuel forsyning, og hvordan samspillet med den eksisterende fjernvarme kan udnyttes. Ifølge planerne skal der udbygges med ca. 650.000 m<sup>2</sup>, hvoraf hospitalet tegner sig for ca. 20 % af arealet. Lidt over halvdelen af arealet forventes at have et kølebehov. Kølebehovet på hospitalet er betydeligt og giver derfor grundlag for at medtage fjernkøling fra starten, mens kølebehovet for resten afhænger meget af hvilken type erhverv, der vil etablere sig i bydelen. Det bliver formentlig kontorbyggeri med komfortkølebehov og delvis proceskølebehov.

### **3.4 Konvertering fra oliefyr til fjernvarme**

For små landsbyer, der ikke længere kan anvende olie til opvarmning, skal der findes en alternativ opvarmningsform. Det er fortsat lovligt at anvende olie til opvarmning, men gamle oliefyr må ikke erstattes af nye oliefyr. Udfordringen er derfor, at finde et alternativ, der både kan reducere omkostningerne og forbedre miljøet. Det er vigtigt, at man sammenligner de samme teknologier anvendt på individuel basis og kollektiv basis for at studere eventuelle storskalafordele. For en typisk landsby kan følgende alternativer sammenlignes:

- Fortsat opvarmning med de individuelle oliefyr
- Erstatning af de gamle oliefyr med nye individuelle varmepumper
- Erstatning af de gamle oliefyr med nye individuelle træpillekedler
- Etablering af et fjernvarmesystem med en varmepumpe, biomassekedel og varmelager
- Etablering af et fjernvarmesystem med en varmepumpe, elkedel og varmelager.

### **3.5 Konvertering fra naturgas til fjernvarme**

Skiftet i opvarmning fra naturgas til mere bæredygtige løsninger som fjernvarme eller individuelle varmepumper er nødvendig. Spørgsmålet er imidlertid med hvilken hastighed omstillingen bør gennemføres? De nuværende lave priser på naturgas stopper stort set for fjernvarmekonverteringen, da projektforslagene som regel falder ud med et dårligt samfundsøkonomisk resultat til fordel for den naturgasbaserede opvarmning.

Det er derfor vigtigt, at fremskrive gassystemet til 2050 med en plan for udfasning af naturgas, og erstatning med biogas og power-to-gas (P2G) teknologi. Kun sådan er det muligt, at vurdere alternativer til naturgasopvarmning, som kan være en kombination af VE-gas, individuelle varmepumper, fjernvarme eller energibesparelser. En reference, der viser konsekvenserne af sparet naturgas, er vigtig for justering af de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger til vurdering af fjernvarme og individuelle varmepumper.

Indtil den samfundsøkonomiske gaspris begynder at stige, vil det være svært, at udvide et fjernvarmeforsyningsområde ind i et naturgasbaseret område. Ved et sådant projekt er der typisk en række alternativer der sammenlignes, som kan være følgende:

- Fortsat opvarmning med de individuelle gasfyr
- Fortsat opvarmning med de individuelle gasfyr med VE gas frem for naturgas
- Erstatning af naturgasfyr med nye individuelle varmepumper
- Erstatning af naturgasfyr med fjernvarme (blokvarme) baseret på en varmepumpe, gaskedel og varmelager
- Erstatning af naturgasfyr med forsyning fra et fjernvarmenet med traditionel forsyning fra biomassekraftvarme, biomassekedler, varmepumper, gaskedler og varmelager.

## 4. VEDVARENDE ENERGI I FJERNVARMESYSTEMET

I dette afsnit ser vi nærmere på, hvilke konkrete tiltage og muligheder, der er i fjernvarmesystemet for at udvikle det smarte energisystem. Vi introducerer teknologierne og ressourcerne, som er vigtige i omstillingen af fjernvarmesystemet til VE. Herunder lavtemperatur-fjernvarme, varmelagre, elkedler, varmepumper og brug af overskudsvarmekilder.

### 4.1 Lavtemperatur fjernvarme og kunder

Lave fremløbs- og returløbstemperaturer i fjernvarmen er vigtig for at fremme udnyttelse af de lavværdige VE-kilder, eksempelvis, at effektivisere udnyttelsen af overskudsvarme, kraftvarme og varmepumper. Det er imidlertid en udfordring, at få kunderne til at sænke deres krav til fremløbstemperatur og derved samtidig sænke returtemperaturen. For at udvikle lavtemperatur fjernvarme er det nødvendigt først, at fokusere på lavtemperaturbygninger. Vi ser imidlertid, at man for hver enkelt område må undersøge, hvor langt ned temperaturen kan sænkes, før de samlede omkostninger begynder at stige. Eksempelvis udgifter til større fjernvarmerør.

En tarif, som giver incitament til at reducere returtemperaturen fremmer kundernes motivation til at drive anlæggene optimalt og investere i de nødvendige tiltag. Det koster en koordineret indsats for fjernvarmeselskabet, hvor man med incitament kan hjælpe de kritiske kunder og balancere mellem optimering og forsyningskvalitet. Sænkes temperaturerne for et enkelt område, kan området kobles på det overliggende fjernvarmenet med et 3-benet stik, hvor man blander fremløb- og retur, hvorved området efterafkøler returtemperaturen fra andre kunder.

Der har været vellykkede projekter med temperatursænkninger ved eksempelvis *Høje Taastrup Fjernvarme*. I boligområdet Sønderby med énfamiliehuse udskiftede man fjernvarmenettet i området, udskiftede varmevekslerenhederne og lavede en ny shunt station med et 3-benet stik for at efterafkøle returvandet fra en boligblok. På den måde fik man reduceret varmetabet fra 43 % til 15 % og reduceret fremløbstemperaturen ned til 50-55 °C, imens man er i stand til at levere 80 % af varmen fra efterafkøling af returtemperaturen fra det tilstødende forsyningsområde.

### 4.2 Varmelagertanke

Alle fjernvarmesystemer har varmeakkumuleringstanke, som har medvirket til at optimere produktionen fra primært kraftvarmeproduktion. Varmeakkumuleringstankene, der oprindeligt blev brugt til produktionsoptimering for decentrale kraftvarmeverker kan nu udnyttes til storskala solvarme med op til 20 % dækning af årsproduktionen. Dermed er storskala solvarmen konkurrencedygtig i forhold til biomassekedler.

Der er flere eksempler på biomassefyrede kraftvarmeverker, som har etableret solvarme med øget lagerkapacitet, der samtidig har øget fleksibiliteten af kraftvarmeverket. Eksempelvis *Silkeborg Fjernvarme* og *Haslev Fjernvarme*.

### 4.3 Damvarmelagre

Flere små fjernvarmesystemer har erfaring med at integrere op mod 60 % dækning med solvarme i varmeproduktionen, ved brug af damvarmelagre. Den samlede leverance fra storskala solvarme og varmelagre er i en sådan konstellation konkurrencedygtig i forhold til gaskedler. Lagrene er samtidig til fuldt rådighed for integrering af overskydende vindenergi med elkedler og varmepumper fra september til april. I de større fjernvarmesystemer er det næppe muligt at etablere samme solvarmeandel. Dog har man ved *Høje Taastrup Fjernvarme* planer om at bygge et tilsvarende damvarmelager, som vil lagre energi fra forskellige overskudsvarmekilder. Heriblandt affaldsvarme og lokale overskudsvarmekilder fra datacentre og industri.

Gode eksempler på damvarmelagre i funktion, der primært er designet til solvarme: *Marstal*, *Dronninglund*, *Vojens*, *Gram* og senest *Toftlund Fjernvarme*. De sidste 3 er etableret på kommercielle vilkår uden anlægstilskud. Vi sætter senere fokus på netop *Gram Fjernvarme* og hvordan damvarmelageret bruges til at lagre solvarme fra sommerperioden.

#### 4.4 Solvarme

Der er gode erfaringer fra snart 100 fjernvarmeselskaber, som gradvist har øget solvarmedækningen. Store solvarmeanlæg begrunder, at der udbygges med et stort damvarmelager, som stiller lagerkapacitet til rådighed for yderligere lagring af varme fra elkedler, varmepumper og kraftvarmeværker i perioden fra september til april. Solvarme forventes kun, at blive udbygget i små og mellemstore byer grundet kravet om plads til paneler og lagre.

#### 4.5 Elkedler, varmepumper og kraftvarme

De tre konverteringsteknologier mellem el og varme vil spille en meget vigtig rolle i fremtidens smarte energisystem, da de kombineret med et passende varmelager kan bruge el, når elprisen er lav, og producere el, når elprisen er høj. Desuden kan elkedler og de hurtigt regulerende kraftvarmeværker levere reguleringsydelser til elnettet. De store kraftvarmeværker bidrager som synkrongeneratorer med at skabe stabilitet og inert i elnettet.

#### 4.6 Overskudsvarme

Overskudsvarme, som bortledes fra industrielle processer med frikøling uden brug af kølekompresor kan udnyttes med en varmepumpe, som enten kobles direkte efter processen eller via et fjernkølenet med ledig kapacitet. Et godt eksempel er datacentre, hvor overskudsvarmen i temperaturområdet 16-30 °C udnyttes gennem en varmepumpe til fjernvarme, i stedet for at blive bortkølet. Varmepumperne kan i princippet levere køling til datacentret, men af hensyn til datacentrets certificering vil det som hovedregel kun være muligt at høste overskudsvarme, som ellers bortledes. En hindring har længe været overskudsvarmeafgiften, som blev pålagt selv om overskudsvarmen blev foræret væk. I Odense blev det dog afgjort, at Facebook frit kan give overskudsvarmen til *Fjernvarme Fyn*.

Et godt eksempel på udnyttelse af overskudsvarme er *CP Kelco* ved Lille Skensved, som leverer 5 MW ind til *VEKS/Køge Fjernvarme*. Varmen leveres direkte om sommeren og med en varmepumpe om vinteren, hvor temperaturkravet er højere.

#### 4.7 Varmekilder til varmepumper

Strømmende drænvand og drikkevand kan udnyttes som varmekilde med større fordel end eksempelvis havvand med organiske komponenter. Flere vandforsyninger overvejer også at tage varme ud af drikkevandet for at forbedre drikkevandskvaliteten. Spildevand er umiddelbart også en god varmekilde, da vandet er omkring 10 grader varmere end grundvand. Derimod skal der træffes flere foranstaltninger for at undgå begroninger og tilsmudsning af vekslerne.

#### 4.8 Affaldsvarme

Affaldsressourcen bør udnyttes fuldt ud, da den er en billig varmekilde. Overskydende affaldsvarme kan gemmes i et stort damvarmelager frem for alternativ bortkøling, idet affaldet skal behandles uanset om energien bruges. En kombination af affaldsvarme og solvarme samt øvrige overskudsvarmekilder kan tilsammen bane vejen for et stort damvarmelager. Et godt eksempel er *Høje Taastrup Fjernvarmes* planer for et sæsonvarmelager, der kan lagre overskydende varme fra fjernkøling samt overskudsvarme fra affaldsforbrænding og biomassekraftvarmeværkerne i det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem.

Imidlertid skal energien fra plastikandelen i affaldet ifølge Energistyrelsen ikke regnes som CO<sub>2</sub>-neutral. Problemet er, at der mangler et nøgletal for klimabelastningen, hvis affaldet ikke udnyttes til forbrænding, men i stedet deponeres. Årsagen er formentlig, at deponering ikke er et realistisk alternativ, og yderligere plastikgenbrug ikke er samfundsøkonomisk fordelagtigt. Derfor skal det i CO<sub>2</sub>-opgørelser forudsættes, at energi fra affaldsforbrænding er en blanding af biologisk VE og overskudsvarme fra plastik.



## 5. INTEGRATION MED FJERNKØLESYSTEMET

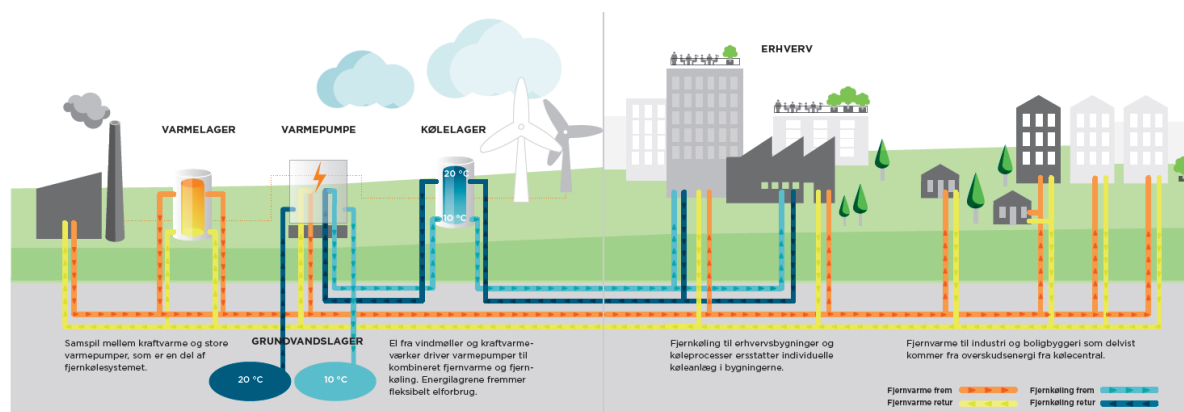
I dette afsnit der vi på fjernkølingens storskalafordele og mulighederne for, at udnytte frikøling og opsamle overskudsvarme. Vi fokuserer på hvordan fjernkøling og fjernvarme kan drives i samspil med hinanden, og sætter samtidig fokus på de relevante teknologier.

### 5.1 Samspil imellem fjernvarme og fjernkøling

Individuel køling med kølekompressorer og tørkølere til hver bygning har op til i dag har været den foretrukne løsning for de fleste byggerier i Danmark. Alternativet er et fjernkølesystem med fælles kølekompressorer og tørkølere, der udnytter samtidighed og storskalafordele. En køleakkumuleringstank kan give yderligere mulighed for at udjævne kapacitetsbehovet og optimere driften henover døgnet. Overskudsvarmen fra køleproduktionen kan desuden anvendes i et samspil med fjernvarmesystemet. Netop i dette samspil bliver et ATES anlæg interessant, hvor man flytter overskudsvarmen fra sommer til vinter og overskudskølingen fra vinter til sommer. I perioder, hvor varmepumpen ikke producerer køling, kan den anvende datacentre, drænvand, spildevand eller luften som alternativ varmekilde.

Vi har endnu ikke fuldskala eksempler på et fuldt udviklet fjernkølesystem, men bl.a. *Bjerringbro Fjernvarme* (Grundfos), *Høje Taastrup Fjernvarme*, *Tårnby Fjernvarme* og *Frederiksberg Forsyning* har gennemført eller planlagt alle trin. På Figur 5-1 er samspillet imellem et fjernvarme- og fjernkølesystem vist. Varmen og kølingen samproduceres i varmepumpen. Overskudsvarmen på den varme side af varmepumpen, der leverer køling, udnyttes til fjernvarme. Ofte kræves, at temperaturen hæves med endnu en varmepumpe, før varmen kan leveres ud på fjernvarmenettet.

Figur 5-1: Samspil imellem fjernvarme og fjernkøling



### 5.2 Fordele ved fjernkøling

Det er ofte svært, at komme i gang med udbygning af et fjernkølesystem, fordi potentielle kølekunder kun har incitament til at være fælles om fjernkøleinvesteringer, når de alternativt selv skal etablere et køleanlæg. Man skal derfor gøre opmærksom på fjernkølingens fordele:

1. De store omkostninger til køling ligger i kapaciteten og ikke energien. Det er derfor ofte et problem for en bygherre, der skal investere i kølekapacitet, at behovet ofte overvurderes, med risiko for at overinvestere. Med fjernkøling kan behovet for kapacitet opjusteres i takt med, at der tilsluttes flere kunder
2. Når flere kunder kobles sammen er deres fælles kapacitetsbehov mindre, end summen af de enkelte behov, grundet samtidighedsforhold
3. Når kunder slår sig sammen om et fælles større anlæg koster det mindre per MW, end de mindre anlæg, på grund af storskalafordele

4. Givet, at der er behov for at etablere en større traditionel kølecentral på eksempelvis 2 MW til en pris på 12 mio. kr., kan man i stedet opgradere til en varmepumpe ved at investere ca. 3 mio. kr. mere. Varmepumpen kan producere 3 MW varme i samproduktion med køl. Prisen for varmepumpekapacitet, der etableres sammen med kølekapacitet, er således omkring 1 mio. kr./MW-v
5. Når varmepumpen producerer varme og køl i samproduktion, eksempelvis ved at 1 MW el bliver til 2 MW køl og 3 MW varme, så er den samlede COP på 5. Ved gunstige temperaturforhold, kan COP blive op til 7
6. Kombineres varmepumpen med grundvandskøling, kan størstedelen af den varme, der produceres i samproduktion, flyttes fra sommer til vinter
7. Etableres en fjernkølecentral er én af storskalafordelene, at man bedre kan etablere en køleakkumuleringstank, som reducerer behovet for kapacitet til komfortkøling, og gør det muligt, at optimere produktionen i forhold til elprisen
8. Når varmepumpen ikke producerer køling, kan den ledige kapacitet bruges til at producere varme fra de bedst tilgængelige varmekilder, eksempelvis lavtemperaturoverskudsvarme, frikøling fra datacentre, spildevand, drænvand eller luft.

For elsystemet er fordelen ved fjernkøling, modsat individuelle køleløsninger, at man med brug af akkumuleringstanke, kan få et mere fleksibelt elforbrug, der i højere grad end individuel køling følger variationerne i VE-baseret elproduktion. Fordelen ved, at udnytte overskudsvarmen fra køleproduktion gælder dog også for individuelle anlæg.

Størstedelen af fordelen ved fjernkøling opnås i selv små køleklynger, som typisk skal være mindst 3-5 MW installeret kølekapacitet. Den optimale opdeling af et område i flere mindre køleklynger afhænger af de lokale forhold. Med danske forhold vil vi ikke se store fjernkølenet, som med fjernvarme. Fjernkøleklynger forekommer i tætte byområder med erhverv og få boliger.

## 6. CASE STUDIER

I dette afsnit gennemgår vi en række cases, som relaterer sig til de netop gennemgåede fokusområder; bygningernes energiinfrastruktur, vedvarende energi i fjernvarmesystemet og integration med fjernkølesystemet. Vi ser på følgende cases:

- Case 1: Olielandsbyer i Roskilde Kommune
- Case 2: Forsyning af byudviklingsområdet Favrholt i Hillerød
- Case 3: Udvikling af fjernvarmesystemet i Storkøbenhavn
- Case 4: Storskala solvarme ved Gram Fjernvarme
- Case 5: Optimal udnyttelse af affaldsvarmekapacitet
- Case 6: Udvidelse af forsyningsområdet med fjernvarme og fjernkøling
- Case 7: Kombineret fjernvarme, fjernkøling og overskudsvarme

Udviklingen vil gå imod, at man i de enkelte fjernvarmesystemer går fra, at producere el sammen med varmeproduktionen til at forbruge el til varmeproduktionen. De udvalgte cases fokuserer derfor i høj grad på, hvordan vi forestiller os, at dette kan gøres i forskellige typer fjernvarmesystemer. Først og fremmest bør man undersøge mulighederne for, at anvende overskudsvarmekilder, udvikle fjernkøling og store termiske lagre til at integrere flere varmepumper. Også derfor sætter vi fokus på udnyttelse af solvarme og affaldsvarme, da de kan bane vejen for de store damvarmelagre. Damvarmelagre og mindre termiske lagre – til både varme og køling – er nødvendige for opnå en fleksibel drift på varmepumper, elkedler og kraftvarme.

## 6.1 Case 1: Olielandsbyer i Roskilde Kommune

Tilbage i 2015 ønskede Roskilde Kommune, at undersøge mulighederne for omlægning af kommunens olielandsbyer til mere bæredygtig opvarmning. Derfor blev der gennemført en screeningsundersøgelse af etablering af små fjernvarmenet i hver landsby. Det interessante ved denne case er, at landsbyerne udgør relativt små geografiske områder og antallet af potentielle kunder i hver landsby er begrænset, sammenlignet med eksisterende fjernvarmeområder. Derfor er det vigtigt, at kunne fastsætte varmebehovene så præcist som muligt, da økonomien i disse projekter er mere følsom overfor udsving i varmegrundlaget. Vi sammenligner herunder forbrugernes privatøkonomiske fordel ved, at etablere fjernvarme frem for individuelle løsninger.

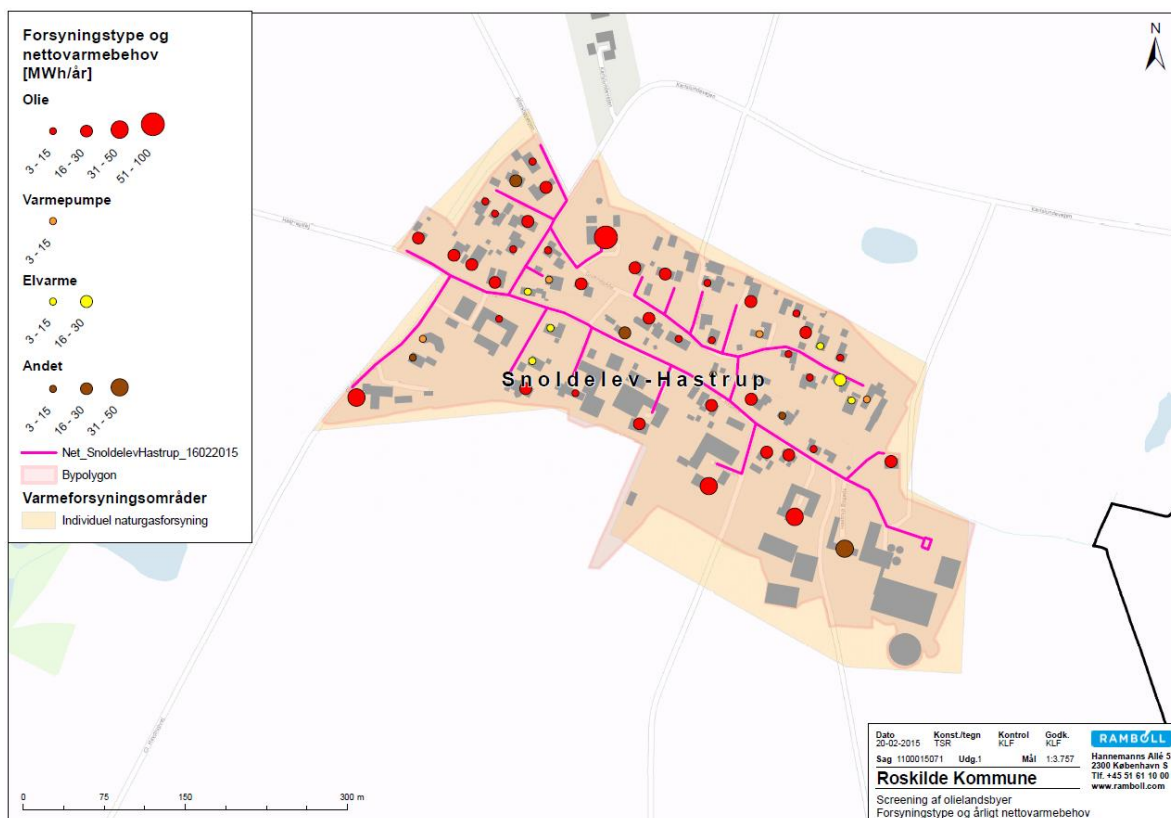
### 6.1.1 Beregningsforudsætninger

Vi gennemgår herunder de case-specifikke forudsætninger. De øvrige beregningsforudsætninger findes i Bilag 2. I Tabel 6-1 ses varmegrundlaget for hver landsby. Vi regner på fire scenarier for fjernvarmelevering i hver landsby. Det første er en halmkedel, det andet er en træpillekedel, det tredje er en træflis kedel og det fjerde er en kombineret træpillekedel og varmepumpe, se Tabel 6-2. Som eksempel på størrelsen af et fjernvarmenet i én af de små olielandsbyer ses på Figur 6-1 et kort over forsyningstype og nettovarmebehov i Snoldelev-Hastrup.

**Tabel 6-1: Varmegrundlag**

	Enhed	Darup	Herring- løse	Ramsø- møgle	Snoldelev- Hastrup	Ørsted	Søster Svenstrup
Antal tilslutninger		26	109	31	48	44	16
Opvarmet areal	m <sup>2</sup>	5.807	23.356	4.884	6.966	8.354	2.988
Nettovarme	MWh/år	622	2.698	478	776	827	324
Netto pr kunde	MWh/år	24	25	15	16	19	20
Nettab	MWh/år	87	444	114	180	167	69
Nettab-procent	%	12 %	14 %	19 %	19 %	17 %	17 %
Bruttovarme	MWh/år	709	3.142	592	956	994	393

**Figur 6-1: Fjernvarmenet i Snoldelev Hastrup**



**Tabel 6-2: Scenarier**

	Scenarie 1	Scenarie 2	Scenarie 3	Scenarie 4
Halmkedel	96 %	---	---	---
Træpillekedel	---	95 %	---	50 %
Træfliskedel	---	---	95 %	---
Varmepumpe (luft-vand)	---	---	---	50 %
Oliekedel (back-up)	4 %	5 %	5 %	---

De detaljerede resultater fra beregningerne, herunder investeringsomkostninger til fjernvarmenet og produktionsomkostninger, vises ikke i denne rapport. Bag disse tal er der en detaljeret analyse af varmekonsumet i hver enkel bolig og en hydraulisk analyse af et nyt fjernvarmenet.

Ved fjernvarme optages investeringen typisk ved lån i KommuneKredit. Fordelen ved KommuneKredit er, at renterne er relativt lave, og at der ingen gebyrer er til oprettelse og administration af lånet. Vi har derfor regnet med en nominel rente på 2,2 % p.a. over 20 år for produktionsanlæg og kundeforberedelse, og 2,5 % p.a. over 30 år for ledningsanlæg, der forventes at have en lang teknisk levetid på over 50 år. For investeringer i individuelle private anlæg er der antaget en nominel rente på 5 % over 15 år. Det antages således, at værket kan finansiere et lån væsentligt billigere, end hvis den enkelte skal låne. Afskrivningerne antages, at følge løbetiden på lånet.

#### 6.1.2 Resultater

Det privatøkonomiske resultat per forbruger er vist i Tabel 6-3. Det ses, at fjernvarme generelt kan konkurrere imod individuelle løsninger. En yderligere sænkning af fjernvarmeprisen afhænger meget af tilgængelig plads til energicentralen, adgang til billig lokal biomasse, entreprenøromkostninger og lokal engagement. Er der eksempelvis en lokal landmand, som kan stille en lade til rådighed for opbevaring af træpiller, et stykke land til energicentralen eller en gravemaskine til hjælp med udgravningen, vil det reducere omkostningerne betragteligt. En yderligere fordel ved fjernvarmelevering er, at man gør det mere attraktivt for tilflyttere.

For de individuelle løsninger skal det understreges, at der ikke er taget højde for omkostninger, der er knyttet til dårlige pladsforhold, til eksempelvis et lokalt træpillelager eller jordslanger. Det kan betyde en stor variation på de individuelle løsningers omkostninger.

**Tabel 6-3: Privatøkonomisk sammenligning (varmekonsum på 20 MWh/år)**

	Enhed	Darup	Herring- løse	Ramsø- magle	Snoldelev- Hastrup	Ørsted	Søster Svenstrup
<b>Fjernvarmekunde</b>							
A Halmkedel	kr./år	22,657	18,901	23,897	23,087	24,226	
B Træpillekedel	kr./år	21,157	20,537	22,650	22,777	23,700	25,596
C Træfliskedel	kr./år	21,320	18,677	22,592	22,086	23,189	
D Træpillekedel + VP	kr./år	21,063	20,078	22,537	22,532	23,462	25,701
<b>Individuelt</b>							
Oliefyr	kr./år	23,309					
Jordvarme	kr./år	22,406					
L/v-varmpumpe	kr./år	20,247					
Træpillefyr	kr./år	23,198					

Vi kan ud fra vores erfaringer fra arbejdet med små olielandsbyer pointere, at den vigtigste faktor for et succesfuldt projekt er en samlet lokal opbakning. Er denne ikke til stede, vil det være meget svært, at gøre fjernvarme økonomisk attraktivt imod individuelle løsninger. Prisen på fjernvarme stiger meget, hvis ikke alle beboere i landsbyen kobler sig på fjernvarmen.

Det ses, at fjernvarme kun lige er konkurrencedygtig med de individuelle alternativer i enkelte af landsbyerne. Individuel opvarmning vil derfor formentlig foretrækkes.

## 6.2 Case 2: Byudviklingsområdet Favrholt i Hillerød

Tilbage i 2016 ønskede Hillerød Kommune, at få udarbejdet en strategisk energiplan for byudviklingsområdet Favrholt i Hillerød [1]. I energiplanen er lokal fjernvarme og fjernkøling først sammenlignet med individuelle varmepumper og traditionelle kølekompressorer. Dernæst er set på fordelene ved, at samkøre den lokale fjernvarme med den øvrige fjernvarmeforsyning i Hillerød. Den eksisterende fjernvarme kan bidrage med varmeakkumulering og gasfyret spidslast, og de nye varmepumper i Favrholt kan indgå i lastfordelingen med de øvrige produktionsanlæg. Individuelle naturgaskedler var ikke et alternativ.

### 6.2.1 Beregningsforudsætninger

Der er en markant fordel ved fjernvarme i områder med tæt byggeri, mens der er usikkerhed om resultatet i delområder med énfamiliehuse med lavere varmetæthed. I områderne med énfamiliehuse er fjernvarme kun lidt bedre end individuelle varmepumper. Selv om varmetabet ikke er den afgørende faktor i økonomien, på grund af lave varmeproduktionsomkostninger, kan denne forbedres ved, at designe bygningerne til lavtemperaturfjernvarme med gulvvarme og temperaturbooster til varmt brugsvand<sup>1</sup>.

Hvis udbygningen med småhuse planlægges samlet, kan de mindre fjernvarmedistributionsledninger inkluderes i byggemodningsomkostningerne, og der kan opnås maksimal tilslutning. Hvis udbygningen i villaområderne omvendt bliver med individuelt byggeri uden koordinering, er der risiko for, at tilslutningen bliver så lav, at investeringen i fjernvarme bliver for risikabel, ligesom det kan blive vanskeligt, at opnå enighed om lavere temperaturer.

**Tabel 6-4: Estimeret køle- og varmebehov**

	An net
Varmeproduktionsbehov (inkl. tab)	30.000 MWh/år
Kølebehov (inkl. tab)	15.000 MWh/år
Varmekapacitetsbehov	10 MW
Kølekapacitetsbehov	10 MW

**Tabel 6-5: Kapacitet på køle- og varmeproduktionsenheder**

	Kølekapacitet	Varmekapacitet	Størrelse
Varmepumpe i fase 1	4 MW-køl	5.6 MW-varme	---
Køleakkumuleringstank	3 MW-køl	---	3.500 m <sup>3</sup>
ATES	3 MW-køl	---	---
Varmepumpe i fase 2	1 MW-køl	1.4 MW-varme	---
Spidslastkapacitet	---	5 MW-varme	---

Det foreslås i den strategiske energiplan, at der etableres en energicentral med varmepumpe, køleakkumuleringstank og grundvandskøling til produktion af fjernkøling, hvor varmen udnyttes til fjernvarme. Kapaciteterne kan ses i Tabel 6-4 og Tabel 6-5. Der vil være en gradvis forøgelse af varme- og køleforbruget, og derfor kan varmepumperne med fordel indføres af to omgange. I praksis kan kapaciteten på varmepumpen i fase 2 tilpasses det faktiske behov. Formentlig bliver der ikke brug for den, da bygningernes designkapacitet til køling normalt overstiger det faktiske behov. Det resterende varmebehov kan dækkes med en lokal spidslastkedel, eller som i denne case fra fjernvarmesystemet i Hillerød.

Om sommeren vil køleakkumuleringstanken udjævne komfortkølebelastningen. Grundvandskølingen vil levere grundlast, og varmepumpen vil levere spidslast og samtidig anvendes til at booste køletemperaturen ned, når grundvandet ikke er koldt nok. Den overskydende varme sendes ind i fjernvarmesystemet. Er der ikke behov for varmen eller er den ikke konkurrencedygtig, spildes den til bedst tilgængelige recipient (luft, drænvand, sø mv.). I vinterperioden køler varmepumpen

<sup>1</sup> Det er antaget, at varmebehovet i middel er 40 kWh/m<sup>2</sup> bortset fra hospitalet, hvor der er regnet med 50 kWh/m<sup>2</sup>. Kølebehovet er i middel 24 kWh/m<sup>2</sup>; 30 W/m<sup>2</sup> for byggeri med et forventet kølebehov og 84 kWh/m<sup>2</sup>; 42 W/m<sup>2</sup> for hospitalet

grundvandet ned til omkring 4 grader og leverer samtidig varme til fjernvarmesystemet. I de resterende dele af året producerer varmepumpen den nødvendige køling og leverer samtidig varme til fjernvarmesystemet. Når der ikke er behov for at producere køling, kan varmepumpen stå til rådighed og producere varme fra den bedst tilgængelige omgivelsesvarme og "spilde kølingen". Eksempelvis kan datacentre, spildevand, luft, drænvand og søvand anvendes.

De estimerede investeringer i henholdsvis individuel og fælles forsyning er vist i Tabel 6-6 og Tabel 6-7. Det er forudsat, at der i bygninger med kølebehov etableres individuelle kompressorer til køling og varmepumper til opvarmning. Desuden er der taget hensyn til at bygninger, som har et kølebehov, kan etablere en varmepumpe til kombineret produktion af varme og køling.

**Tabel 6-6: Investering i individuel forsyning**

	Varme	Køling	Samlet
Varmepumper og kompressorkølere	150 mio. kr.	140 mio. kr.	<b>290 mio. kr.</b>

**Tabel 6-7: Investering i fælles forsyning**

	Varme	Køling	Samlet
Ledningsnet	150	59	209
Termiske lagre	12	6	18
Kedler og ATES	5	8	13
Varmepumpe	41		<u>41</u>
		Samlet	<b>281 mio. kr.</b>

### 6.2.2 Resultater

Det bemærkes, at de samlede investeringer i de to alternativer stort set er ens. I Tabel 6-8 ses resultatet af den økonomiske analyse, hvor vi sammenligner den fælles og individuelle forsyning imod hinanden. Det forudsættes i beregningerne, at alle bygninger i projektscenariet tilsluttes fjernvarmesystemet. Udbygning med fjernkøling kommer desuden som en ekstra gevinst. Vi har imidlertid set bort fra gevinsten ved, at varmepumpen kan indgå i lastfordelingen med de eksisterende varmeproduktionsenheder. Den økonomiske fordel ved fjernvarme og fjernkøling reduceres, hvis færre forbrugere tilkøbes de respektive systemer.

**Tabel 6-8: Økonomisk evaluering af fælles imod individuel forsyning**

	Lokalsamfund	Samfund
<b>Projektscenarie</b>		
Fjernvarme med 100 % tilslutning	159 mio. kr.	124 mio. kr.
Fjernkøling med 80 % tilslutning	65 mio. kr.	55 mio. kr.
Samlet	<b>224 mio. kr.</b>	<b>179 mio. kr.</b>
<b>Lav tilslutning</b>		
Fjernvarme med 70 % tilslutning	107 mio. kr.	73 mio. kr.
Fjernkøling med 60 % tilslutning	31 mio. kr.	18 mio. kr.
Samlet	<b>138 mio. kr.</b>	<b>91 mio. kr.</b>

Der er en økonomisk gevinst ved at etablere en varmepumpe, som kan levere både varme og køl, frem for kun at etablere en kølekompressor med tørkølere. Størrelsen på gevinsten ved projektet afhænger dog af muligheden for at udnytte omgivelsesvarme, samt fremtidens priser på el, eldistributionstariffen og elafgiften. Det synes dog, at der er klare økonomiske fordele ved, at udvikle en fælles løsning frem for individuelle løsninger. En anden fordel er, at et fælles fjernvarme- og fjernkølesystem med termiske lagre kan reagere fleksibelt i elsystemet. Flexibiliteten vil også være større end med individuelle løsninger uden store termiske lagre. I de efterfølgende cases sætter vi mere fokus på, hvordan fjernvarmesystemerne i henholdsvis Storkøbenhavn og Gram kan reagere på udsving i elpriserne – fungere som virtuelle batterier. Dette vil også være muligt i Favrholm, hvor der arbejdes videre med energiplanen.

### 6.3 Case 3: Udvikling af fjernvarmesystemet i Storkøbenhavn

I denne case simulerer vi fjernvarmesystemet i København ud fra kendte planer for lukning af eksisterende kraftværksblokke, åbning af nye kraftværksblokke, samt bud på en mulig udvikling af varmepumper, elkedler og varmelagre. Det københavnske fjernvarmesystem består af flere store forsyningsselskaber, heriblandt *CTR*, *VEKS* og *HOFOR* som de største. Vi simulerer det samlede fjernvarmesystem og medtager ikke eventuelle begrænsninger i nettet eller forholdet til købs- og salgsaftaler forsyningsselskaberne imellem.

Denne case er baseret på beregninger gennemført i et projekt om *beregning af den marginale samfundsøkonomiske fjernvarmepris i det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem fra 2018 – 2037* [26]. Den marginale fjernvarmepris er prisen på den produktion, som møder et øget varmeforbrug ved en udvidelse af forsyningsområdet. Denne pris er nødvendig at kende, når man i projektforslag eksempelvis sammenligner fjernvarme imod individuel naturgasopvarmning eller varmepumper.

Vi fokuserer dog ikke på de marginale samfundsøkonomiske priser fundet i projektet, men på hvordan fjernvarmesystemet i Storkøbenhavn kan hjælpe til med, at integrere større mængder VE i elsystemet ved, at udbygge med varmepumper, elkedler og varmelagre. Herigennem øges fleksibiliteten i fjernvarmesystemet og man kan reagere som et stort virtuelt batteri.

#### 6.3.1 Beregningsforudsætninger

Vi har regnet på to scenarier; stilstandsscenariet og grundscenariet. I stilstandsscenariet antager vi, at der ikke foretages investeringer i ny kapacitet, men, at enkelte af de store kraftværker gradvist nedlukkes. I grundscenariet sker den samme nedlukning, men samtidig investeres i varmepumper, elkedler og flere varmelagre. På Figur 6-2 ses udviklingen i kapacitet på varmeproduktionsenhederne i grundscenariet. Det er desuden forudsat, at den nuværende varmelagerkapacitet på 73.000 m<sup>3</sup> udvides til omkring 1 mio. m<sup>3</sup> frem mod 2037 i et jævnt forløb – primært med damvarmelagre i udkanten af fjernvarmesystemet.

I stilstandsscenariet er udviklingen den samme for kraftværkerne, men der investeres ikke i varmepumper, elkedler og varmelagre.

Det bemærkes, at elkedelkapaciteten, som primært har til formål at aflaste elnettet, når der er overskud af vindmøllestrøm og elprisen er meget lav, ikke kan sammenlignes med kapaciteten på grundlastværkerne. Elkedlerne kan dog i samspil med varmelagrene bidrage til at dække spidslastforbruget, når elpriserne er lave.

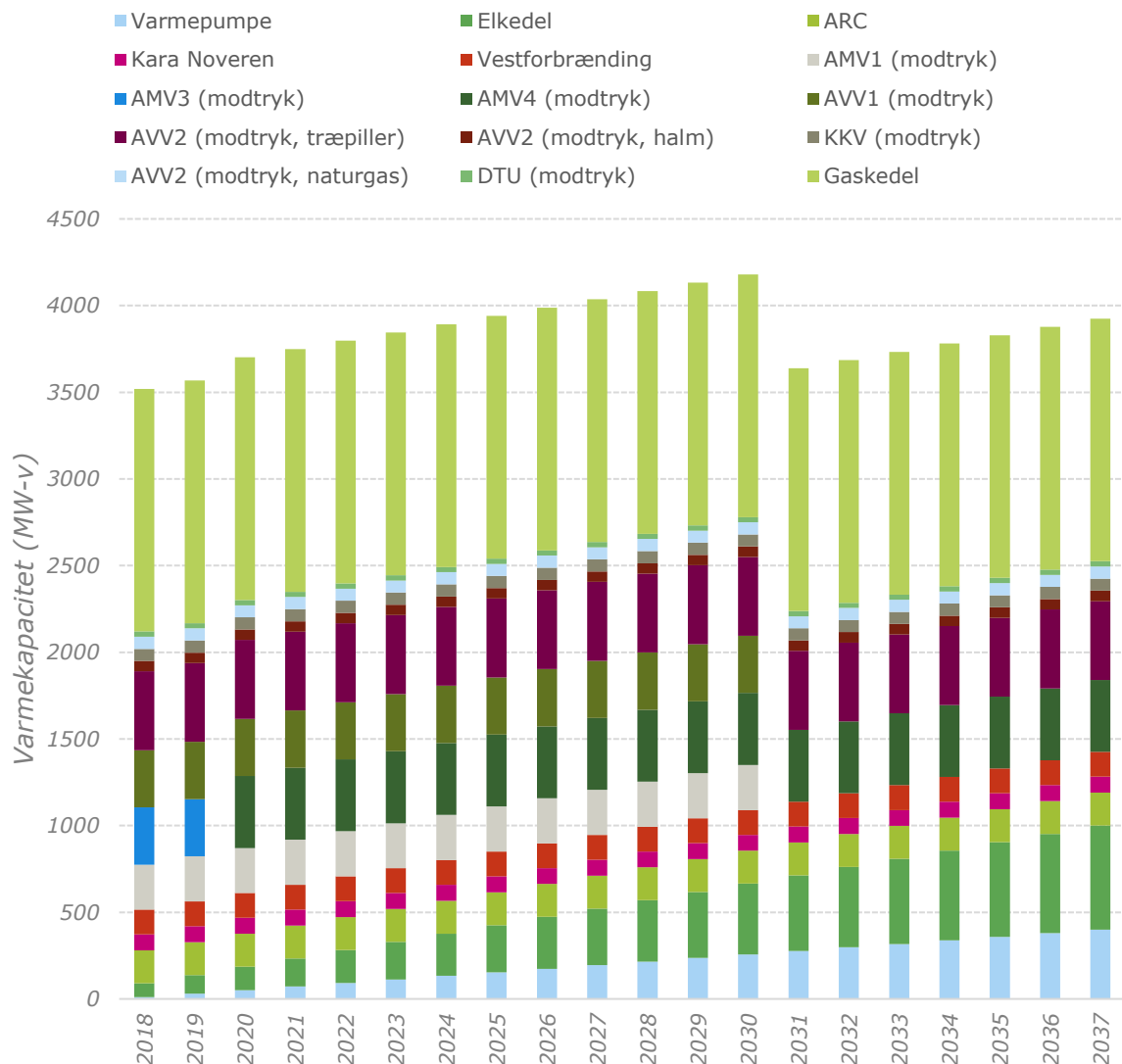
Det københavnske fjernvarmesystem udnytter i høj grad affaldsressourcen i regionen. Det nye Amager Ressourcecenter (ARC) vil øge affaldsvarmeandelen endnu mere. Den resterende del af varmebehovet er traditionelt blevet dækket med kul- og gasfyret kraftvarmeproduktion, der først i de senere år er blevet omstillet til at fyre med biomasse.

Flere af de store kraftværksblokke, Amagerværkets Blok 1 og Blok 3 samt Avedøreværkets Blok 1, vil efter planen blive taget ud af drift frem mod 2030. Samtidig vil Amagerværkets nye biomassefyrede Blok 4 forventeligt blive sat i drift i 2020.

Det forventes desuden, at varmepumper vil udfylde hullet efter kraftværkslukningerne og elkedler vil erstatte spidslastproduktion på gaskedler. Vi forudsætter, at rammebetingelserne vil udvikle sig således, at det ikke vil være fordelagtigt at levetidsforlænge de 3 blokke, der tages ud af drift, men udnytte infrastrukturen for el og varme til store varmepumper og elkedler.



Figur 6-2: Kapacitet på varmeproduktionsenheder i grundscenariet



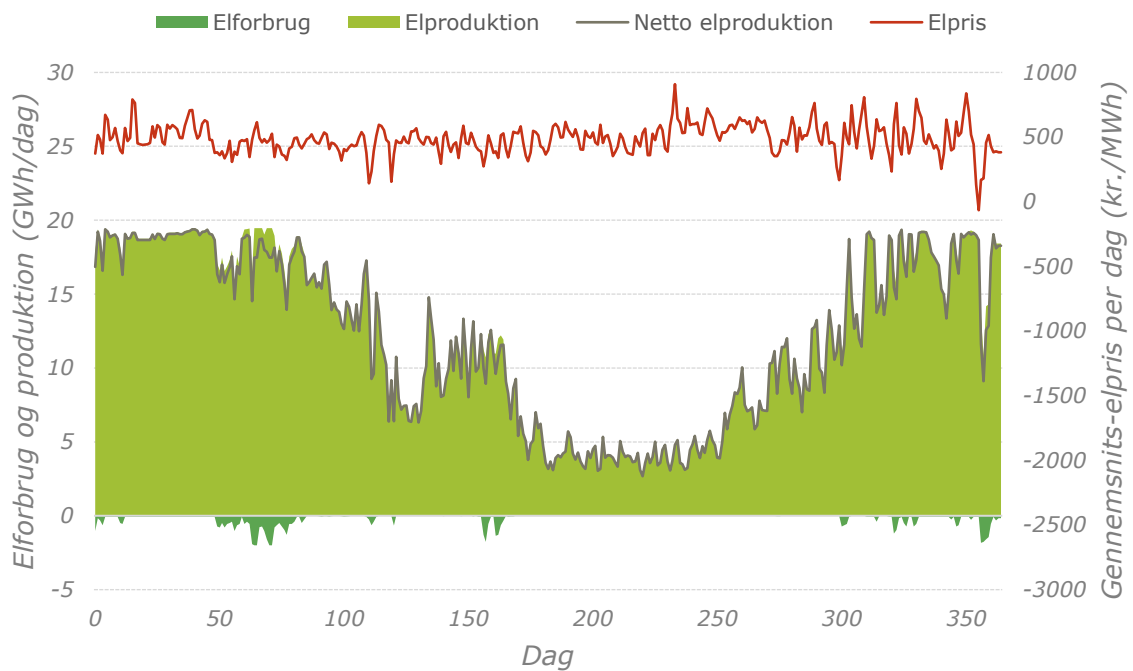
### 6.3.2 Resultater

Den store udbygning med varmepumper og elkedler i grundscenariet gør, at det samlede Storkøbenhavnske fjernvarmesystem i højere grad reagerer på elprisen, ved både at producere og forbruge el. På Figur 6-3 og Figur 6-4 ses elprisresponsen i begge scenarier i 2035 på dagsniveau, som nettoelproduktion imod elprisen. Elproduktionen er fra kraftvarmeverkerne og elforbruget er fra varmepumper og elkedler. Det er tydeligt, at fjernvarmesystemet i grundscenariet er mere fleksibelt end i stilstandsscenarioet.

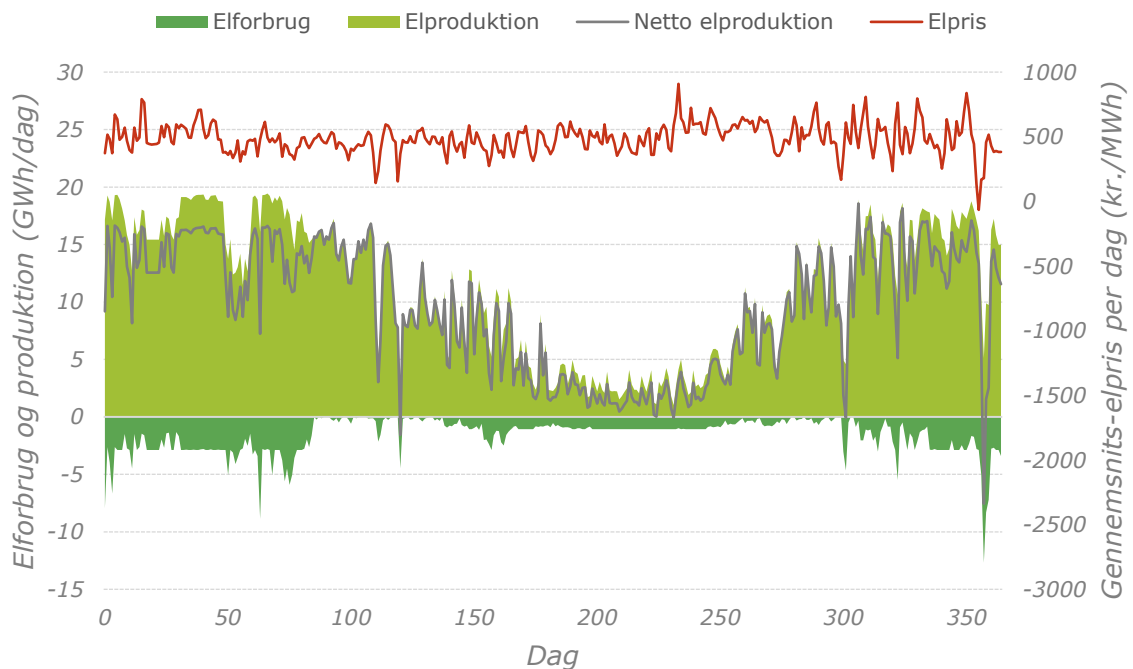
Det bemærkes, at lastfordelingen er baseret på de nuværende selskabsøkonomiske rammebetingelser og en elpris, som formentlig ikke afspejler de prisfluktuationer, der vil være i 2035. Vi har forudsat, at varmepumper både drives som køle- varmepumper og rene varmepumper med en sædvanlig varmekilde, som hav-, sø- eller spildevand. Elforbruget om sommeren er hovedsageligt fra køle- varmepumper, der samproducerer varme og køling.

Med ændrede forudsætninger, eksempelvis en reduktion i distributionsafgiften, vil rene varmepumper formentlig opnå endnu flere driftstimer – også i sommerperioden.

Figur 6-3: Elprisrespons i stilstandsscenariet i 2035 på dagsniveau



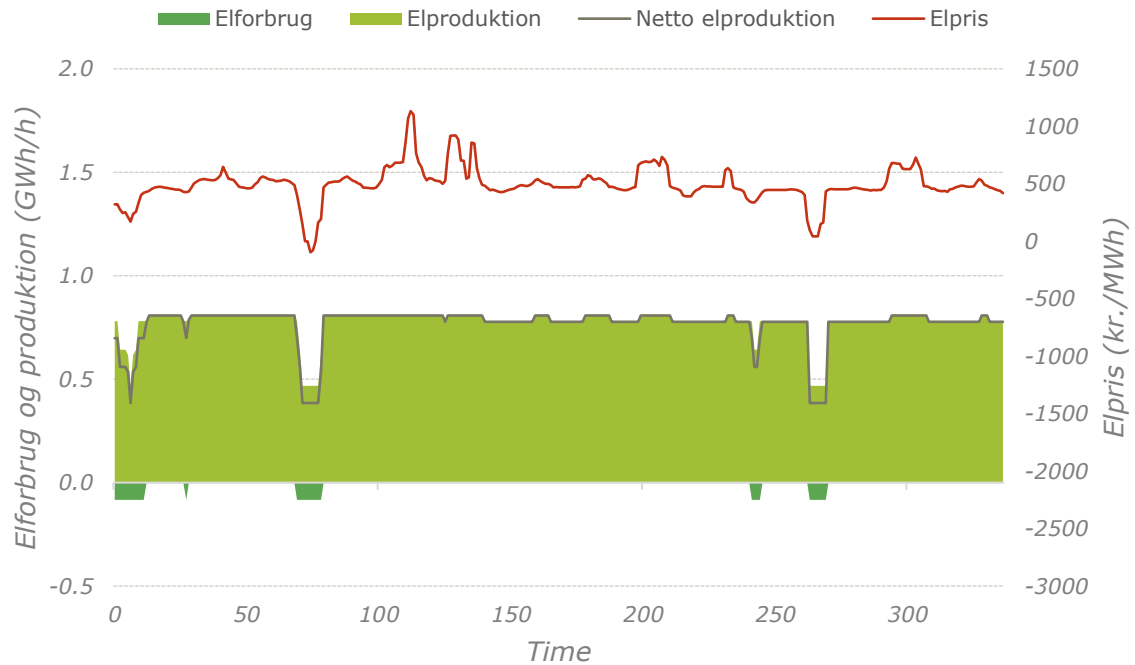
Figur 6-4: Elprisrespons i grundscenariet i 2035 på dagsniveau



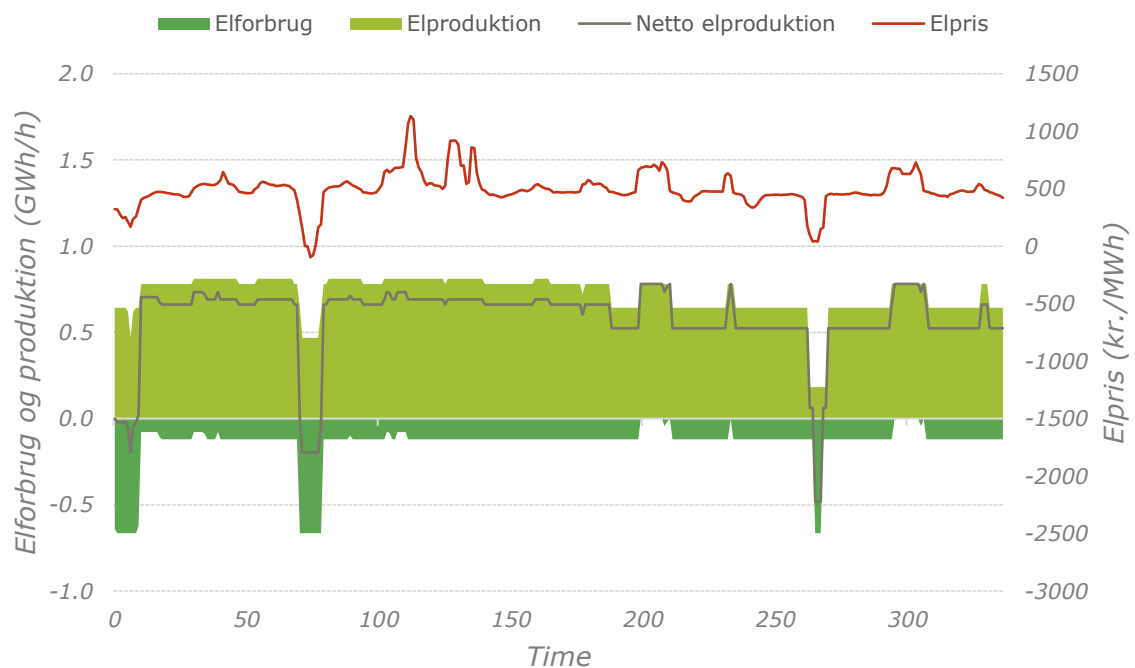
For yderligere, at vise forskellen i elprisresponsen imellem de to scenarier er denne vist for begge scenarier i de første 14 dage af 2035 på Figur 6-5 og Figur 6-6. En efterfølgende undersøgelse af, hvilken effekt det vil have på elsystemet, at grundscenariet kan blive en realitet, har vi ikke gennemført. Det vil dog være meget interessant, at se på, hvordan elproduktionen fra overvejende vindmøller, bedre kan anvendes nationalt, frem for at blive eksporteret.

Figurerne af elprisresponsen i grundscenariet giver en god fornemmelse af, hvordan det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem kan reagere som et stort virtuelt batteri – bare bedre og billigere. Det kræver blot, at udviklingen med flere varmepumper og elkedler fortsættes i takt med, at endnu flere solceller og vindmøller bliver opstillet.

**Figur 6-5: Elprisrespons i stilstandsscenarioet i 2035 på timeniveau (første 14 dage)**



**Figur 6-6: Elprisrespons i grundscenariet i 2035 på timeniveau (første 14 dage)**



## 6.4 Case 4: Storskala solvarme (Gram Fjernvarme)

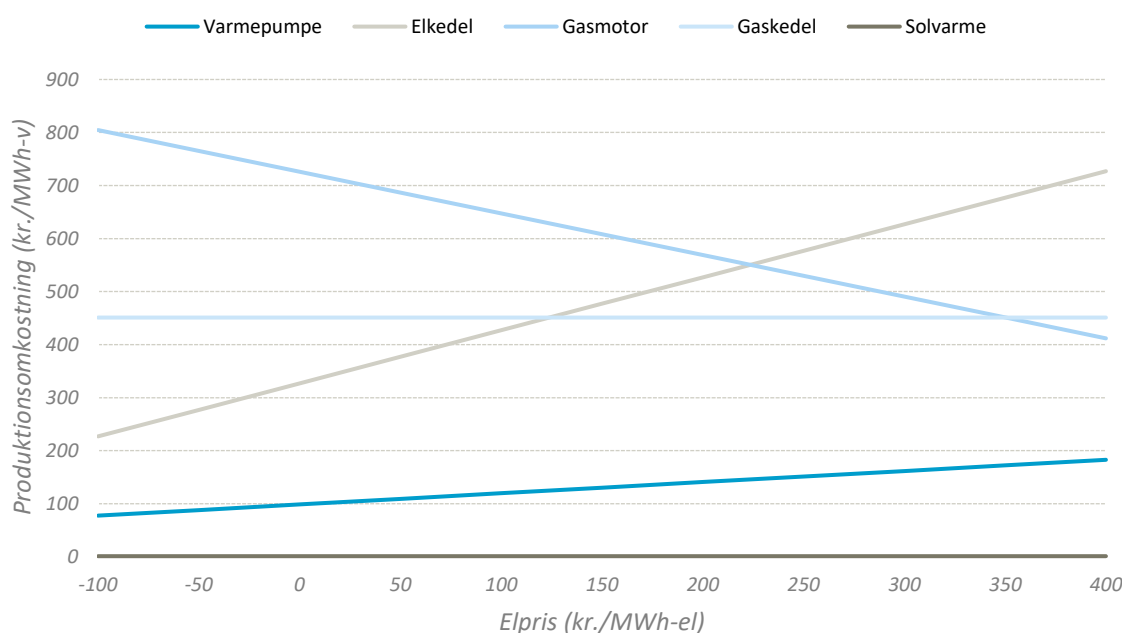
Gram er en mindre provinsby i Sønderjylland med et par tusind indbyggere og et årligt fjernvarmeforbrug på 28.000 MWh. I 2015 færdiggjorde man installationen af et 44.800 m<sup>2</sup> stort solvarmeanlæg sammen med et damvarmelager på 122.000 m<sup>3</sup>. Gram Fjernvarme er et godt eksempel på hvordan et smart energikoncept kan udvikles i et mindre fjernvarmesystem. Evnen til både at forbruge og producere el, samt udnytte den lokale solresource, gør Gram Fjernvarme til et forbillede, der viser vejen for lignende fjernvarmesystemer. Derfor nævnes de også i en EU-rapport om smarte fjernvarmeløsninger blandt otte udvalgte fjernvarmesystemer i Europa [18].

I denne case viser vi, hvordan VE kan integreres i et lille fjernvarmesystem, ved at gøre brug af solvarme, damvarmelager, elkedel, varmepumpe og en gasmotor. Vi simulerer et enkelt år med afgifter og brændselspriser for 2020, hvor udmeldte reduktioner af PSO-afgift og elafgift til opvarmning efterhånden er indfaset. Vi viser, hvordan de eksisterende produktionsenheder, sammen med solvarmen, kan bruge det store damvarmelager til at agere fleksibelt i elsystemet fra oktober til april, hvor der er ledig lagerkapacitet til rådighed.

### 6.4.1 Beregningsforudsætninger

Vi gennemgår herunder kun de case-specifikke forudsætninger – afgifter og brændselspriser er vist i Bilag 2. I Tabel 6-9 ses de tekniske forudsætninger for de eksisterende anlæg og varmelagre, og variable drift- og vedligeholdelsesomkostninger findes i Tabel 6-10.

Figur 6-7: Varmeproduktionsomkostning



Tabel 6-9: Anlæg og varmelagre

	Varmepumpe	Elkedel	Gasmotor	Gaskedel	Solvarme	Damvarmelager	Tankvarmelager
Varmekapacitet (MW-v)	0,95	10	7	5,5	31	---	---
Elkapacitet (MW-el)	0	0	5,5	0	0	---	---
Samlet virkningsgrad (%)	475 %	100 %	90 %	95 %	---	---	---
Lagerstørrelse (m <sup>3</sup> )	---	---	---	---	---	122.000	2300
Solvarmestørrelse (m <sup>2</sup> )	---	---	---	---	44.800	---	---

**Tabel 6-10: Drift- og vedligeholdelsesomkostninger**

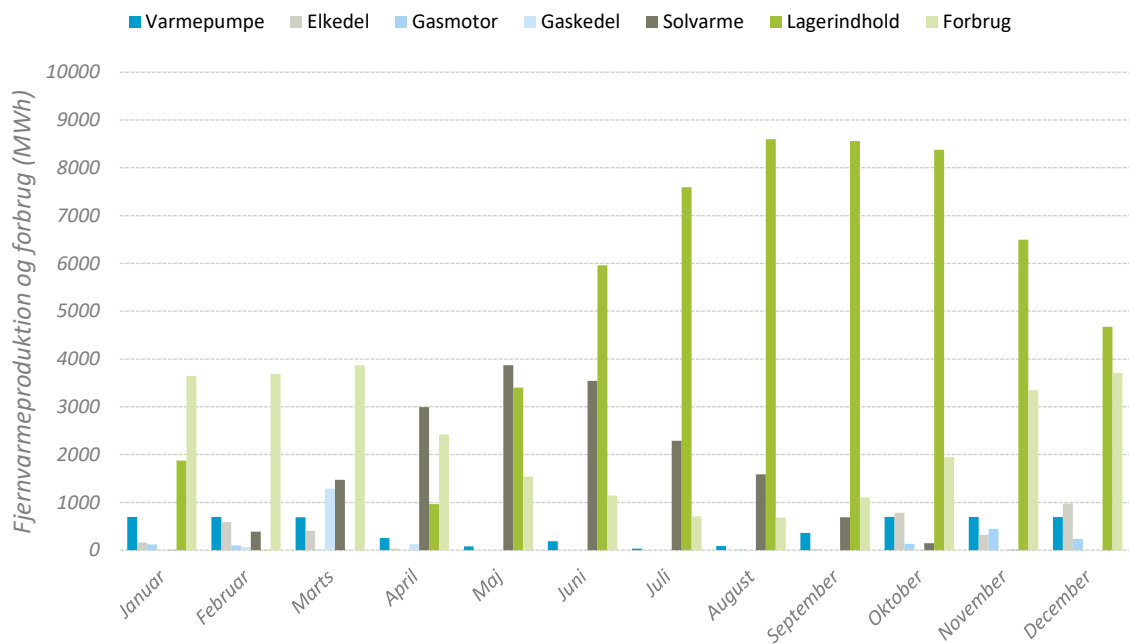
	<i>Gasmotor</i>	<i>Gaskedel</i>	<i>Elkedel</i>	<i>Varmepumpe</i>	<i>Solvarme</i>
<i>D&amp;V (kr./MWh-h)</i>	50	10	5	15	5

Produktionsomkostningen per enhed sammenholdt imod elprisen er vist på Figur 6-7. Solvarme bliver altid prioriteret først. Grundet den reducerede PSO-afgift og elafgift til opvarmning, vil elkedlen være konkurrencedygtig imod gaskedlen ved elpriser under 125 kr/MWh. Den lille varmepumpe kan anvende opvarmet vand fra solvarmeanlægget og opnår derved en høj COP. I langt de fleste timer vil varmepumpen derfor, udover solvarmen, være den billigste enhed. Gasmotoren erstatter gaskedlen, når elprisen overstiger 350 kr./MWh.

#### 6.4.2 Resultater

Figur 6-8 viser produktion per enhed, forbruget samt lagerindholdet i damvarmelageret henover året på månedsbasis. Solvarmeanlægget og lageret kan dække store dele af forbruget, imens varmepumpen og elkedlen vil levere størstedelen af den resterende produktion. Produktionsfordelingen er også vist på årsbasis i Tabel 6-11.

**Figur 6-8: Fjernvarmeproduktion og forbrug (månedsbasis)**



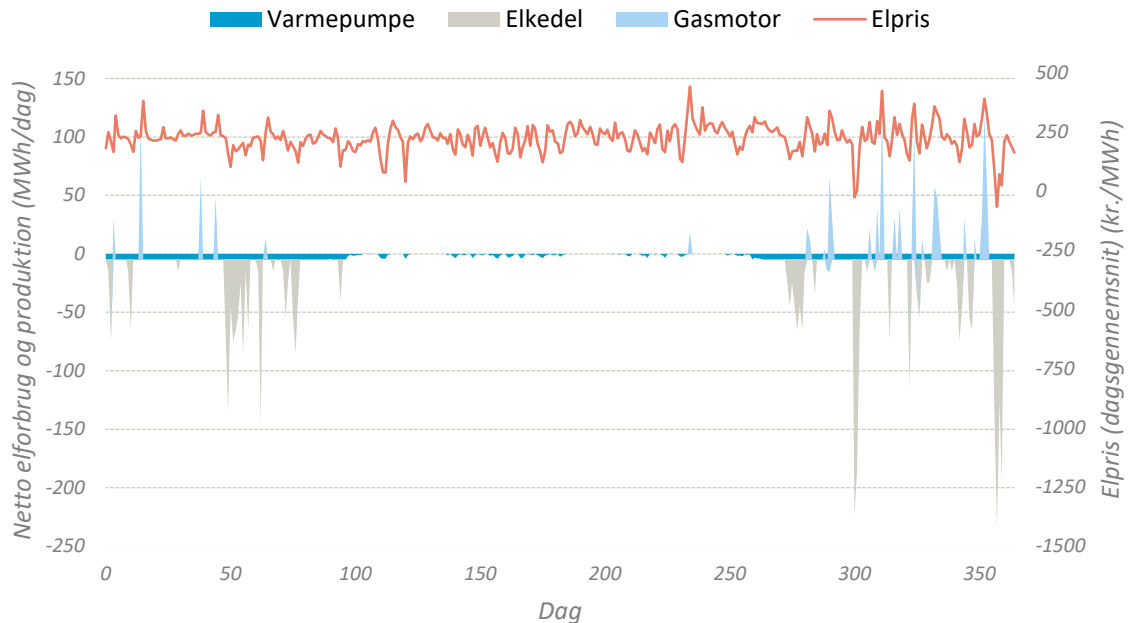
**Tabel 6-11: Fjernvarmeproduktion (årsbasis)**

	<i>Gasmotor</i>	<i>Gaskedel</i>	<i>Elkedel</i>	<i>Varmepumpe</i>	<i>Solvarme</i>
<i>Årlig varmeproduktion (MWh)</i>	1.057	1.471	3.286	5.157	16.987
<i>% af total</i>	4 %	5 %	12 %	18 %	61 %

Den store produktion fra solvarmeanlægget gør, at produktion fra de andre enheder er begrænset i sommerperioden. Det er derfor i den resterende del af året, at man i højere grad kan reagere på udsving i elpriserne. På Figur 6-9 er netto elforbrug og produktion i relation til elprisen på dagsbasis vist. Elforbruget fra varmepumpen er småt, men kontinuert, henover perioden fra september til april. Ved høje elpriser producerer gasmotoren, og ved lave elpriser producerer elkedlen. Udsving i elproduktion fra gasmotoren og elforbrug fra elkedlen er tydeligt afhængige af elprisen. Eftersom vi ved, at elprisen overvejende står i modsætning til vindproduktion i elsystemet – høj vindproduktion giver lave elpriser og omvendt – vil fjernvarmesystemet i Gram i dele af året fungere som et virtuelt batteri.

Dette er imidlertid afhængigt af, at man fortsat holder gasmotoren i drift efter grundbeløbets bortfald. Er fortsat drift på gasmotoren ikke rentabelt, vil man blot anvende gaskedlerne i stedet. Man vil dog fortsat reagere på elprisen, ved at justere elforbruget til varmepumpen og elkedlen.

**Figur 6-9: Netto elproduktion og forbrug**



Ved bortfald af grundbeløbets kapacitetsbetaling fjernes en del af grundlaget for at fortsætte driften på de decentrale gasmotorer – eller i hvert fald, at holde dem driftsklar. I den forudgående beregning har vi ikke indregnet indtægten fra grundbeløbets kapacitetsbetaling. Diskussionen vil naturligt være, hvor stor den faste drift- og vedligeholdelsesomkostning egentlig vil være, når gasmotoren står stille i store dele af tiden. Vedligeholdelseskontrakter på gasmotorer er typisk afhængig af drift, men et fast årligt vedligehold foretages som regel også.

Antager vi, at alle drift- og vedligeholdelsesomkostninger er indeholdt i den variable del (50 kr./MWh-v), vil den samlede driftsomkostning, med og uden gasmotoren, give en indikation på den økonomiske fordel ved, at holde gasmotoren i drift. I Tabel 6-12 ses det samlede resultat.

Vi har ikke medtaget potentielle indtægter fra regulerkraftmarkederne eller andre betalinger for at levere reservekapacitet i elmarkedet, herunder at indgå i et puljefællesskab.

Vi kan derfor kun slutte, at man ved Gram Fjernvarme kan spare omkring 70.000 kr. om året i 2020, ved fortsat drift på gasmotoren, udelukkende i day-ahead elmarkedet. Om dette er nok til at sikre den fortsatte drift på gasmotoren kan vi ikke sige, uden bedre kendskab til alle omkostninger og indtægter for gasmotoren. Selv uden grundbeløbet kan der imidlertid stadig være grund til at fortsætte driften på gasmotoren. En stigning i elpriserne eller en ny form for kapacitetsbetaling – måske igennem et puljefællesskab – vil endda forbedre økonomien.

**Tabel 6-12: Sammenligning af driftsomkostning med og uden gasmotor i 2020**

(kr./år)	Variabel drift- og vedligeholdelsesomkostning	Samlet resultat
Med gasmotor	2.961.095	---
Uden gasmotor	3.031.651	---
Difference	---	<b>70.556</b>

## 6.5 Case 5: Optimal udnyttelse af affaldsvarmekapacitet

Affaldsvarmen vil fortsat være en af de vigtigste VE kilder, som fjernvarmen kan udnytte, og affaldsvarmen vil ligesom solvarmen være med til at øge behovet for varmelagring, som vil have en positiv effekt på integration af varmepumper og elkedler. Hvor solvarmen er drivkraften for store varmelagre i små og mellemstore byer, helt op til en stor by som Silkeborg, så er affaldsvarmen mest interessant for de meget store byer på grund af storskalafordele for affaldsforbrændingsanlæg. Ligeså er der over de senere år sket en strukturtilpasning, hvor de mindste anlæg er nedlagt og fusioneret med de større i takt med, at miljøkrav og lokale forhold begrundede det. Det skyldes især, at der er storskalafordele ved affaldsforbrændingsanlæg grundet de stigende miljøkrav. Desuden er der større mulighed for, at udnytte hele affaldsvarmekapaciteten i de større byer, hvorved man undgår bortkøling.

### 6.5.1 Resultater

I Tabel 6-13 har vi lavet en beregning af den resulterende varmepris ved ens priser for solgt el og for modtaget affald i følgende opsætninger:

- **Søjle 1 og 2** med normal affaldsudnyttelse viser henholdsvis et lille og et stort anlæg, hvor anlægget er i drift 8.000 timer om året med fuld varmeudnyttelse, idet anlægget tilføres tilstrækkeligt affald, eksempelvis ved at afhjælpe mangel på behandlingskapacitet i EU
- **Søjle 3 og 4** med begrænset affaldsudnyttelse viser de to samme anlæg bortset fra, at anlægget kun er i drift 7.000 timer – kapaciteten fyldes ikke op med importeret affald
- **Søjle 5 og 6** med begrænset varmemarked viser det samme som søjle 1 og 2 bortset fra, at 10 % af varmen ikke kan afsættes, men må bortkøles
- **Søjle 7 og 8** viser det samme som søjle 1 og 2 bortset fra, at værket er designet uden elproduktion
- Den sidste **søjle 9** viser konsekvensen af, at udnytte affaldskapaciteten fuldt ud på det store anlæg, ved at gå fra 7.000 til 8.000 timers årlig drift. Altså forskellen imellem søjle 2 og 4.

Det ses, at den resulterende varmeproduktionspris er markant lavest i søjle 2, hvilket er et udtryk for storskalafordelen. Prisen i søjle to er også lavere end prisen i søjle 8, hvilket bekræfter, at det er en fordel, at værket udformes med kraftvarmeproduktion med den forudsatte middelpriis på el. Fordelen er dog ikke større end, at det bør overvejes, om affaldsforbrændingsanlæg skal designes uden elproduktion med en mindre omkostningskrævende teknologi, som eksempelvis ORC anlæg?

Det fremgår også, at det er vigtigere, at anlægget udnyttes fuldt ud, end at al varmen afsættes. Varmeprisen bliver således mere end fordoblet, idet den stiger fra 26 til 57 kr/MWh, hvis anlægget ikke udnyttes maksimalt. Denne forskel ses tydeligt i søjle 9, hvor vi ser på forskellen imellem søjle 2 og 4. Da det manglende affald, der skal til for at bringe udnyttelsen op fra 7.000 til 8.000 timer kan importeres til en modtagepris på 400 kr/ton bliver nettoresultatet, at den ekstra varme kan produceres til en pris på -190 kr/MWh.

I det Nordeuropæiske marked for affaldsbehandling er den øjeblikkelige betaling for at modtage affald til kontrolleret behandling ca. 400 kr/ton, som det er vist i Tabel 6-13. Det er sådan, at det affaldsbrændsel (RDF), som frasorteres i bl.a. UK ikke kan afsættes, men må indleveres til behandling mod betaling af en markedspris, som er omkring 400 kr/ton. Indtægterne fra affald, el og varme, der skal dække alle behandlingsomkostningerne på affaldsforbrændingsanlæggene viser desuden, at de anlæg, som har mulighed for at udnytte varmekapaciteten hele året, bedst kan konkurrere om at behandle alt det affald, som alternativt skal deponeres på en losseplads.

**Tabel 6-13: Affaldsvarmeomkostninger (optimal udnyttelse)**

Anlægsstørrelse	Søjle # Enhed	Normal udnyttelse		Begrænset udnyttelse		For lille varmemarked		Anlæg Uden kraftvarme		Fuld udnyttelse
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
		Lille	Stor	Lille	Stor	Lille	Stor	Lille	Stor	Stor
Anlegskapacitet	t/h	15	35	15	35	15	35	15	35	35
Benyttelsestid	h/år	8,000	8,000	7,000	7,000	8,000	8,000	8,000	8,000	1,000
Anlegskapacitet	t/år	120,000	280,000	105,000	245,000	120,000	280,000	120,000	280,000	35,000
Energiindhold	MWh/ton	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Affaldsenergi	GWh/år	360	840	315	735	360	840	360	840	105
Totalvirkningsgrad	%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%	110%
Elvirkningsgrad	%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	0%	0%	20%
Udnyttelsesgrad varme	%	100%	100%	100%	100%	90%	90%	100%	100%	100%
Eleffekt	MW	9	21	9	21	9	21	0	0	0
Varmeeffekt	MW	41	95	41	95	41	95	50	116	0
Varmeproduktion	GWh/år	324	756	284	662	292	680	396	924	95
Elproduktion	GWh/år	72	168	63	147	72	168	0	0	21
Bortkøling af varme	GWh/år	0	0	0	0	32	76	0	0	0
Nyttiggjort energi i alt		110%	110%	110%	110%	101%	101%	110%	110%	110%
Investering i komplet anlæg	mio.kr/ton/h	70	60	70	60	70	60	55	50	0
Investering i komplet anlæg	mio.kr	1,050	2,100	1,050	2,100	1,050	2,100	825	1,750	0
Fast D&V affald	1000 kr/ton/h/år	250	200	250	200	250	200	180	170	0
Variabel D&V affald	kr/ton	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Fast D&V el	1000 kr/MW	10	10	10	10	10	10	10	10	0
Variabel D&V el	kr/MWh	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Fast D&V varme	1000 kr/MW	10	10	10	10	10	10	10	10	0
Variabel D&V varme	kr/MWh	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Variabel D&V bortkøling	kr/MWh	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Amortisering	%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%
Kapitaludgifter	1000 kr/år	77,700	155,400	77,700	155,400	77,700	155,400	61,050	129,500	0
Fast D&V affald	1000 kr/år	3,750	7,000	3,750	7,000	3,750	7,000	2,700	5,950	0
Variabel D&V affald	1000 kr/år	6,000	14,000	5,250	12,250	6,000	14,000	6,000	14,000	1,750
Fast D&V el	1000 kr/år	90	210	90	210	90	210	0	0	0
Variabel D&V el	1000 kr/år	360	840	315	735	360	840	0	0	105
Fast D&V varme	1000 kr/år	405	945	405	945	405	945	495	1,155	0
Variabel D&V varme	1000 kr/år	1,620	3,780	1,418	3,308	1,458	3,402	1,980	4,620	473
Variabel D&V bortkøling	1000 kr/år	0	0	0	0	162	378	0	0	0
<b>Årlige omkostninger i alt</b>	<b>1000 kr/år</b>	<b>89,925</b>	<b>182,175</b>	<b>88,928</b>	<b>179,848</b>	<b>89,925</b>	<b>182,175</b>	<b>72,225</b>	<b>155,225</b>	<b>2,328</b>
Middelaaffaldspris	kr/ton	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Middel elsalgspris	kr/MWh	300	300	300	300	300	300	300	300	300
<b>Middel varmeomkostning</b>	<b>kr/MWh</b>	<b>63</b>	<b>26</b>	<b>99</b>	<b>57</b>	<b>70</b>	<b>29</b>	<b>61</b>	<b>47</b>	<b>-190</b>
Affaldsindtægter	1000 kr/år	48,000	112,000	42,000	98,000	48,000	112,000	48,000	112,000	14,000
Elindtægter	1000 kr/år	21,600	50,400	18,900	44,100	21,600	50,400	0	0	6,300
Varmeindtægter	1000 kr/år	20,325	19,775	28,028	37,748	20,325	19,775	24,225	43,225	-17,973
<b>Totale udgifter i alt</b>	<b>1000 kr/år</b>	<b>89,925</b>	<b>182,175</b>	<b>88,928</b>	<b>179,848</b>	<b>89,925</b>	<b>182,175</b>	<b>72,225</b>	<b>155,225</b>	<b>2,328</b>



Importeret affald til Danmark vil altså have en positiv effekt på miljøet i Europa, samtidig med, at det er samfundsøkonomisk fordelagtigt. Sandsynligheden for, at der vil være et potentiale for import af affald i mange årtier frem er stor, fordi det vil tage lang tid, før de andre Europæiske lande får udviklet både forbrændingsanlæg og fjernvarmesystemer, som kan udnytte affaldsressourcen fuldt ud.

I den samfundsøkonomisk analyse af energiudnyttelse af importeret affald, som alternativt deponeres eller udnyttes på et anlæg med ringe energiudnyttelse, skal regnes med markedsprisen, som i de kommende år er omkring minus 400 kr/ton.

Med hensyn til CO<sub>2</sub>-belastningen fra øget brug af affaldsvarme i varmeplanlægningen er det reelle alternativ således affaldsforbrænding uden energiudnyttelse eller deponering. CO<sub>2</sub> belastningen fra varme, som alternativt bortkøles er nul eller svagt negativ, da man sparer el til tørkølerne. Den samlede klima- og øvrige miljøbelastning ved deponering kendes ikke, hvorfor det vil være rimeligt kun at antage alternativ afbrænding.

Hvis varmen ikke kan afsættes, vil værket investere i en tørkøler, så man kan tjene penge på at modtage alt det affald, som værket kan behandle. Hvis der ikke er tørkølerkapacitet nok, vil værket derimod have et stærkt incitament til i stedet, at investere i et sæsonvarmelager, så hele værkets kapacitet kan udnyttes fuldt ud.

I de større byer, hvor der ikke er solvarme, blandt andet som følge af nulpriser på varmen om sommeren, vil affaldsvarmen således være med til at begrunde sæsonvarmelagre, så ikke mindst varmepumper, der udnytter overskudsvarme fra samproduktion af varme og køl, sammen med flere elkedler, kan integreres i fjernvarmesystemet.

## 6.6 Case 6: Udvidelse af fjernvarme- og fjernkøleforsyningsområde

Ved et fjernvarmeselskab i en dansk provinsby ønsker man, at undersøge to projekter; udvidelse af fjernvarmeforsyningsområdet og udvikling af fjernkøling – begge ind i et blandet industri- og boligområde. Fjernvarmeproduktion til det nye område med de eksisterende enheder er tidligere blevet undersøgt, men her blev det fundet, at for meget varme vil blive produceret på gaskedler, der ikke er konkurrencedygtige med individuel opvarmning. Derfor undersøger vi muligheden for, at reducere varmeprisen ved, at investere i en ny varmepumpe med kombineret køle- og varmeproduktion, samt en ny elkedel til at dække spidslast. Dette kræver, at man udvikler fjernkøling i industriområdet for at opnå fordelene ved samproduktion af fjernvarme og fjernkøling.

### 6.6.1 Beregningsforudsætninger

Fjernvarmeselskabet har i øjeblikket mulighed for, at udnytte overskudsvarme fra industri ved brug af både røggasveksler og varmepumpe. Desuden benyttes en flis kedel til at dække den resterende del af grund- og mellemlastbehovet. Spidslasten dækkes med produktion fra gaskedler.

Forudsætninger for afgifter og brændselsprisfremskrivninger er vist i Bilag 2. I Tabel 6-14 er de tekniske forudsætninger for de eksisterende og nye enheder vist. Den nye kombinerede køle- og varmepumpe og den nye varmepumpe er den samme enhed, der blot anvender to forskellige varmekilder – enten fjernkølesystemet eller en lokal varmekilde. Vi antager, at der er tilgængelige varmekilder udover fjernkølesystemet såsom søvand, åvand eller spildevand. Varmeforbruget i år 2018 og den forventede forøgelse i 2025, ved en udvidelse af fjernvarmeforsyningsområdet, er vist i Tabel 6-15, sammen med et estimeret køleforbrug. Vi antager en gradvis forøgelse af det nuværende varme- og køleforbrug frem mod 2025, som fastholdes frem til 2037 i beregningerne. Drift- og vedligeholdelsesomkostningerne ses i Tabel 6-16.

**Tabel 6-14: Eksisterende anlæg**

	Røggasveksler	Varmepumpe	Træflis kedel	Gaskedel	Ny kombineret køle- og varmepumpe	Ny varmepumpe	Ny elkedel
Varmekapacitet (MW-v)	2,3	4	5,5	20	4	4	10
Elkapacitet (MW-el)	---	---	---	---	---	---	---
Samlet virkningsgrad (%)	100 %	500 %	90 %	95 %	300 % / 200 % (køl)	300 %	100 %

**Tabel 6-15: Årligt varme- og køleforbrug**

	2018	2025
Årligt varmeforbrug (MWh)	79.133	89.915
Årligt køleforbrug (MWh)	0	5.663

**Tabel 6-16: Drift- og vedligeholdelsesomkostninger**

	Røggasveksler	Varmepumpe	Træflis kedel	Gaskedel	Elkedel
Variabel (kr./MWh-v)	0	15	50	10	5
Fast (kr./MW-v/år)	0	10,000	0	0	5,000

Investeringsomkostningerne er vist i Tabel 6-17 og er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog og vores egne erfaringer [19][20]. Størrelserne på enhederne er vurderet optimale.

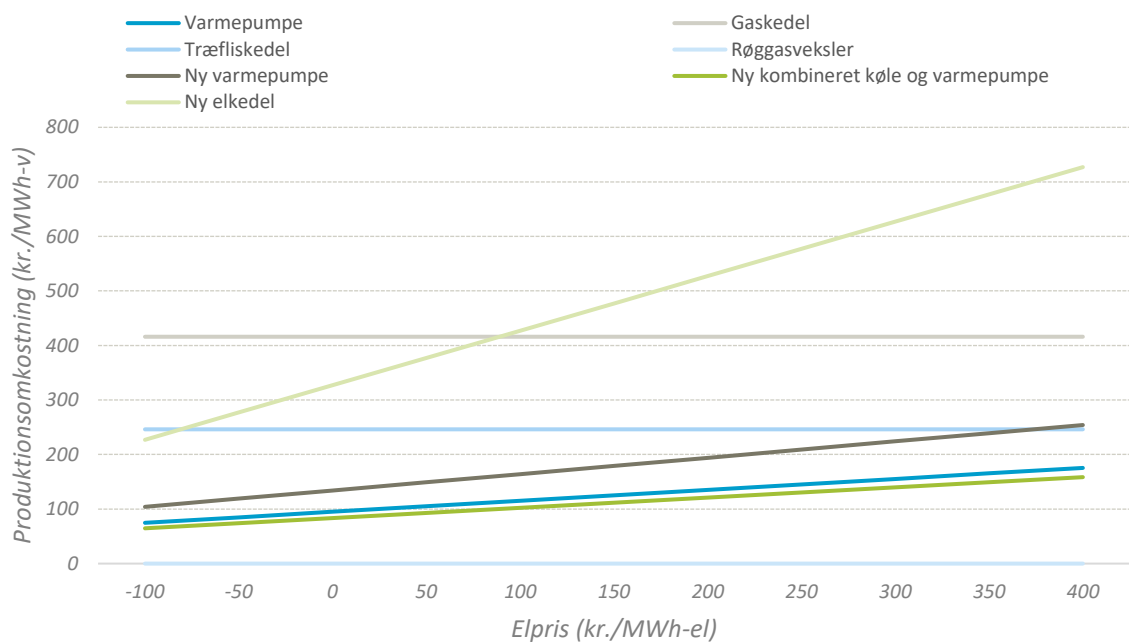
For en investering i en elkedel vil fjernvarmeselskabet afholde hele investeringen, hvorimod de kun vil afholde en del af investeringen i en kombineret køle- og varmepumpe. Vi anvender forholdet imellem COP for køle- og varmeproduktionen til at dele investeringen – COP på varmesiden er 3 og COP på kølesiden er 2. Fjernvarmeselskabet står altså for 60 % af den samlede investering. På samme vis vil fjernvarmeselskabet også stå for 60 % af driftsomkostningerne. Når der ikke leveres køling kan varmepumpen anvendes til udelukkende at levere varme med en COP på 3. Vi inkluderer ikke brugen af ATES, men et mindre kølelager på 500 m<sup>3</sup> til korttidslagring.

Vi undersøger ikke økonomien for fjernkøleselskabet, men antager, at det rentabelt kan udvikles. Investeringerne i Tabel 6-17 er med fokus på fjernvarmeselskabet. Fjernkøleselskabet vil afholde den resterende investering i de viste enheder, men også yderligere investeringer i tørkølere, køleledninger, distributionspumper med mere.

**Tabel 6-17: Investering i elkedel og varmepumpe<sup>2</sup>**

	Enbedspris	Enbed	Størrelse	Samlet		Fjernvarmeselskab	
				Med elkedel	Uden elkedel	Med elkedel	Uden elkedel
Bygning	10,000	kr./m <sup>2</sup>	300 m <sup>2</sup>	3.0 mio. kr.	3.0 mio. kr.	1.8 mio. kr.	1.8 mio. kr.
Varmepumpe	4.7	mio. kr./MW-v	4 MW-v	18.8 mio. kr.	18.8 mio. kr.	11.3 mio. kr.	11.3 mio. kr.
Elkedel	0.6	mio. kr./MW-v	10 MW-v	6.0 mio. kr.	---	6.0 mio. kr.	---
El-tilslutning	1.0	mio. kr.	---	1.0 mio. kr.	1.0 mio. kr.	0.6 mio. kr.	0.6 mio. kr.
El og SRO	1.0	mio. kr.	---	1.0 mio. kr.	1.0 mio. kr.	0.6 mio. kr.	0.6 mio. kr.
Forbindelse til fjernvarmesystemet	1.0	mio. kr.	---	1.0 mio. kr.	1.0 mio. kr.	1.0 mio. kr.	1.0 mio. kr.
Rådgivning (10 %)				---	---	2.1 mio. kr.	1.5 mio. kr.
Uforudsete (10 %)				---	---	2.1 mio. kr.	1.5 mio. kr.
<b>Total</b>				<b>30.8 mio. kr.</b>	<b>24.8 mio. kr.</b>	<b>25.5 mio. kr.</b>	<b>18.4 mio. kr.</b>

**Figur 6-10: Varmeproduktionsomkostning**



Varmeproduktionsomkostningerne for de forskellige enheder er vist på Figur 6-10, hvor vi anvender fremskrevne brændselspriser og afgifter for 2020. Som det ses, vil de elforbrugende enheders driftsomkostning være afhængig af elprisen. De billigste enheder vil i langt størstedelen af timerne være røggasveksleren (overskudsvarme) og den nye kombinerede køle- og varmepumpe. Det er en vigtig detalje, da man nu kan udnytte de eksisterende overskudsvarmekilder samt fjernkølesystemet til at producere fjernvarme, ved brug af en ny varmepumpe.

Vi simulerer årene 2018 – 2037 for at finde produktionsfordelingen og produktionsomkostningen for alle årene. Vi ser på tre scenarier med og uden en udvidelse af fjernvarmeforsyningsområdet:

<sup>2</sup> Alle investeringer afholdes i år 0, uanset den gradvise udvikling af fjernkølenettet og udvidelsen af fjernvarmeområdet. Vi antager også, at levetiden på elkedlen og varmepumpen er den samme som projekteringsperioden (20 år). Renteniveauet er på 3 %.

- Scenarie 1: Eksisterende enheder (referencen)
- Scenarie 2: Investering i en ny kombineret køle- varmepumpe og elkedel
- Scenarie 3: Investering i en ny kombineret køle- varmepumpe.

Resultaterne fra scenarie 2 og 3 holdes op imod scenarie 1, som er referencen. Til de samfundsøkonomiske beregninger anvender vi Energistyrelsens forudsætninger og metode [2][3].

### 6.6.2 Resultater

Vi sammenligner projekterne ved deres nutidsværdi over hele projektevalueringsperioden fra 2018 til 2037 i Tabel 6-18. Det ses, at der er en selskabsøkonomisk besparelse i både scenarie 2 og 3. Besparelsen er dog størst i scenarie 2, hvor man også investerer i en elkedel. Omvendt forholder det sig med den samfundsøkonomiske besparelse, hvor det er bedst ikke, at investere i en elkedel sammen med den kombinerede køle- varmepumpe.

**Tabel 6-18: Selskabsøkonomisk- og samfundsøkonomisk besparelse**

(2018 mio. kr.)	Selskabsøkonomisk besparelse		Samfundsøkonomisk besparelse	
	Scenarie 2	Scenarie 3	Scenarie 2	Scenarie 3
Med udvidelse af fjernvarmeforsyningsområdet	22.6	10.9	-2.5	1.2
Uden udvidelse af fjernvarmeforsyningsområdet	9.2	4.3	-7.4	-1.4

Vi har kun fokuseret på fjernvarmeselskabet og kender ikke økonomien for fjernkøleselskabet, men antager imidlertid, at der er en økonomisk gevinst ved fjernkøling. Metoden hvorved omkostningerne er fordelt imellem fjernvarme- og fjernkøleselskabet, ved brug af COP-faktoren på varmepumpen, har indflydelse på det økonomiske resultat. Anvendes en anden fordeling af omkostningerne, hvor fjernkøleselskabet står for en større del af omkostningerne, vil projektet blive endnu bedre for fjernvarmeselskabet, og det samfundsøkonomiske resultat forbedres ligeså.

Vi ser, at der er en større besparelse, når fjernvarmeforsyningsområdet udvides grundet større varmemarked. Dette kræver dog, at der er en samfundsøkonomisk gevinst ved, at erstatte individuelle gaskedler med fjernvarme. Vi har vurderet, at der skal indregnes en reinvestering i de eksisterende individuelle gaskedler på 300.000 kr./år i referencen, og investeringsomkostningen til fjernvarmerør er på 46 mio. kr. Det samfundsøkonomiske resultat er vist i Tabel 6-19. Uafhængigt af scenarie, vil det ikke være samfundsøkonomisk fordelagtigt, at udvide fjernvarmeforsyningsområdet. Vi har ikke undersøgt mulige gevinster for det lokale samfund, men det vurderes, at en udvidelse af forsyningsområdet ikke er rentabelt for nuværende.

**Tabel 6-19: Samfundsøkonomisk resultat**

Nutidsværdi (2018 mio. kr.)	Samfundsøkonomisk omkostning ved udvidelse af fjernvarmeforsyningsområdet		
	Scenarie 1	Scenarie 2	Scenarie 3
	-30.8	-25.9	-28.2

Resultatet af denne analyse er, at man med selskabsøkonomisk fordel kan erstatte drift på de eksisterende gaskedler samt fliskedel med en ny køle- varmepumpe og elkedel, imens det samfundsøkonomiske resultat ikke viser samme tendens. Lave elpriser, sænkede elafgifter og høje afgifter på naturgas reflekteres ikke tilsvarende i den samfundsøkonomiske beregning. Vi ser også, at en udvidelse af fjernvarmeforsyningsområdet ikke er samfundsøkonomisk fordelagtigt.

Man bør derfor arbejde videre med muligheden for, at udvikle fjernkøling og udnytte andre lokale varmekilder med køle- varmepumpen, og potentielt investere i en elkedel.

## 6.7 Case 7: Kombineret fjernvarme, fjernkøling og overskudsvarme

I denne case ser vi på synergierne mellem fjernkøling med varmeudnyttelse og udnyttelse af overskudsvarme. Det er aktuelt flere steder, særligt i det Storkøbenhavnske område, hvor der er mange klynger med fjernkølepotentiale og desuden flere forskellige overskudsvarmekilder, eksempelvis datacentre og spildevand. Eksemplet passer til flere projekter under udvikling.

### 6.7.1 Beregningsforudsætninger

Det antages, at der i køleklyngen er 12 bygninger af forskellig størrelse med et samlet kølebehov på 10.000 MWh-køl og 10 MW-køl. Desuden antages det, at der i nærheden er en kilde, hvorfra, der kan hentes overskudsvarme (eller leveres spildkøling) på maksimalt 24.000 – 40.000 MWh om året. Det kunne eksempelvis være et datacenter eller et spildevandsanlæg. Se Tabel 6-20.

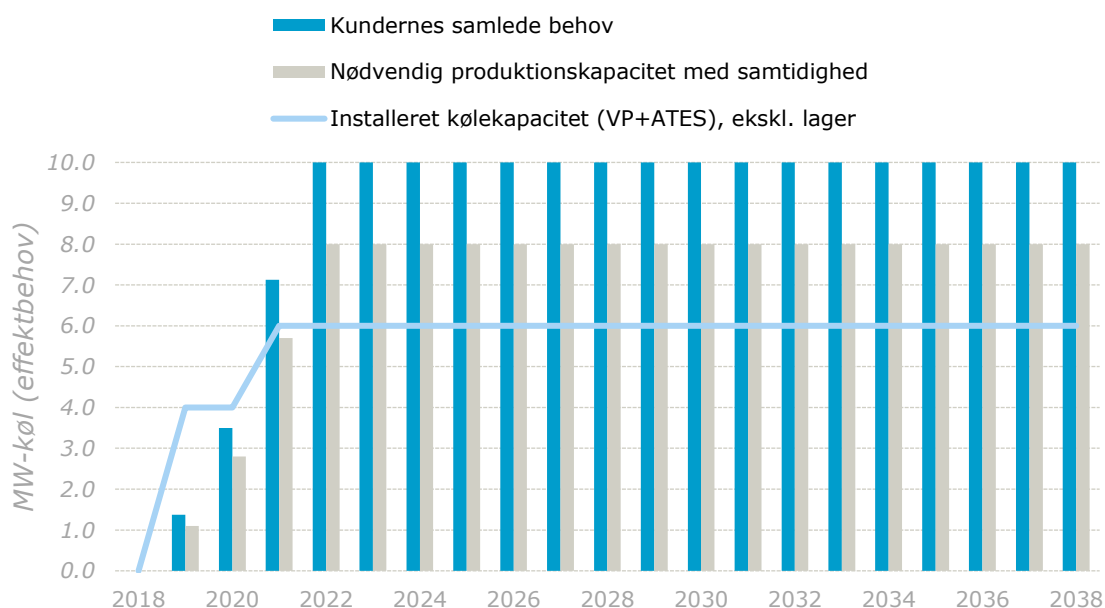
**Tabel 6-20: Fjernkølepotentiale**

Enhed	Antal		Kølebehov i gennemsnit for hver bygning				Omgivelsesvarme	
	Bygninger	Areal iht. BBR m <sup>2</sup>	Enhedsforbrug		Energi MWh-k	Max timer Timer	Effekt kW-k	MWh-k
			kWh/ m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>				
I alt overskudskøling	2	0	0	0	0	0	0	40.000
I alt kølebehov	12	175.665	57	57	10.000	1.000	10.000	0
I alt	14	175.665	57	57	10.000	1.000	10.000	40.000

Det antages, at markedet for komfortkøl til de 12 kunder kan opbygges over 4 år og, at der er en samtidighedsfaktor på 0,8 for alle 12 kunder samlet. Endelig antages det, at komfortkølingen har en døgnsvingning, så der kan spares 25 % af effektbehovet med et kølelager. Derved giver komfortkøling anledning til et kapacitetsbehov på 6 MW køl.

Det antages, at der er mulighed for grundvandskøling således, at eksempelvis kapacitetsbehovet på 6 MW deles på 2 MW grundvandskøling og en 4 MW varmepumpe, som kan levere 5,8 MW varme i samproduktion med kølingen.

**Figur 6-11: Kapacitetsforøgelse af fjernkøling til komfortkølebehov**



## 6.7.2 Resultater

Det forudsættes, at der investeres i tørkølere således, at varmepumpen, der opvarmer i to trin, kan bortlede overskudsvarme efter det første trin i de perioder, hvor der er overskud af billig varme i fjernvarmesystemet. Desuden bruges datacentre, spildevand eller luften via tørkølerne til at bortlede overskudskøling, hvis der er varmekapacitet til overs, men ikke behov for kølingen. Vi gennemfører 5 scenarieberegninger, som illustrerer en mulig beslutningsproces. Resultaterne kan ses i Tabel 6-21.

### **Scenarie 1:**

Det antages, at overskudsvarmekilden, som eksempelvis kunne være et datacenter, en virksomhed med lavtemperaturoverskudsvarme, eller blot et spildevandsanlæg, er klar til at blive tilsluttet, imens der ikke kan opnås enighed blandt de potentielle kølekunder. Det ses, at dette tilfælde har meget dårlig økonomi, fordi varmepumpen kun bruges til at udnytte varme fra overskudsvarmekilden og skal konkurrere med anden effektiv fjernvarmeproduktion.

### **Scenarie 2:**

Det antages, at forhandlingerne med overskudsvarmeleverandøren trækker ud, imens der takket være en lokal erhvervsforening opnås enighed mellem alle 12 kølekunder om at blive tilsluttet indenfor 4 år mod en god aftale. Desværre er der ikke givet tilladelse til grundvandskøling og til at etablere en køletank. Derfor må selskabet investere i en varmepumpe til 8 MW køl og 11,6 MW varme. Da fjernvarmeprisen er meget lav i sommermånederne, må omkring halvdelen af overskudsvarmen fra komfortkølingen bortkøles i tørkølerne. Samfundsøkonomien for hele projektet er negativ, men der ville måske være acceptabel samfundsøkonomi i at etablere en varmepumpe med en tilsvarende kompressorkøler som reference.

Resultatet for lokalsamfundet (selskab og kunder) er neutralt og kun acceptabelt, hvis der er 100% opbakning fra kølekunderne. Opbakningen kunne være realistisk, hvis fjernkølekunderne selv får indflydelse på køleselskabet eller selv danner det som en forening. Derved vil kunderne få indsigt i, at fjernkølingen giver en bedre langsigtet løsning, når alle forhold medregnes. En vigtig fordel er, at fjernkølingens kapacitet til den enkelte kunde vil kunne tilpasses behovet efterhånden, som der kommer flere kunder på, som kan udnytte overskydende kapacitet. En sådan betragtning kan alle campusejere overskue, men det kan være problematisk med forskellige bygningsejere med en kortsigtet horisont.

### **Scenarie 3**

Det lykkedes alligevel at få godkendt grundvandskølingen og finde en plads til køletanken. Derved kan projektet nøjes med en varmepumpe på 4 MW køl og 5,8 MW varme. Det forbedrer økonomien betydeligt, og overskudsvarmen fra kølingen produceres primært i vintermånederne takket være grundvandskølingen. Derved flyttes en del af overskudsvarmen fra sommermånederne, hvor varmen har lille værdi, til vintermånederne, hvor den erstatter dyr spidslast.

### **Scenarie 4**

Det overvejes, om tørkøleren skal bruges til at hente varme fra udeluften, men det lykkedes alligevel, at få en aftale i stand med overskudsvarmeleverandøren. Varmepumpen henter således overskudsvarme (eller leverer spildkøl) til overskudsvarmekilden i de perioder, hvor den ikke skal levere køl eller køle grundvandet ned. Den afbryder så vidt muligt produktion af varme og køl i de timer, hvor elprisen er meget lav. Samlet set antages, at varmepumpen kan producere varme svarende til 5.100 fuldlasttimer eller ca. 30.000 MWh varme. Derved forbedres økonomien markant til trods for, at der er lave fjernvarmepriser.

### **Scenarie 5**

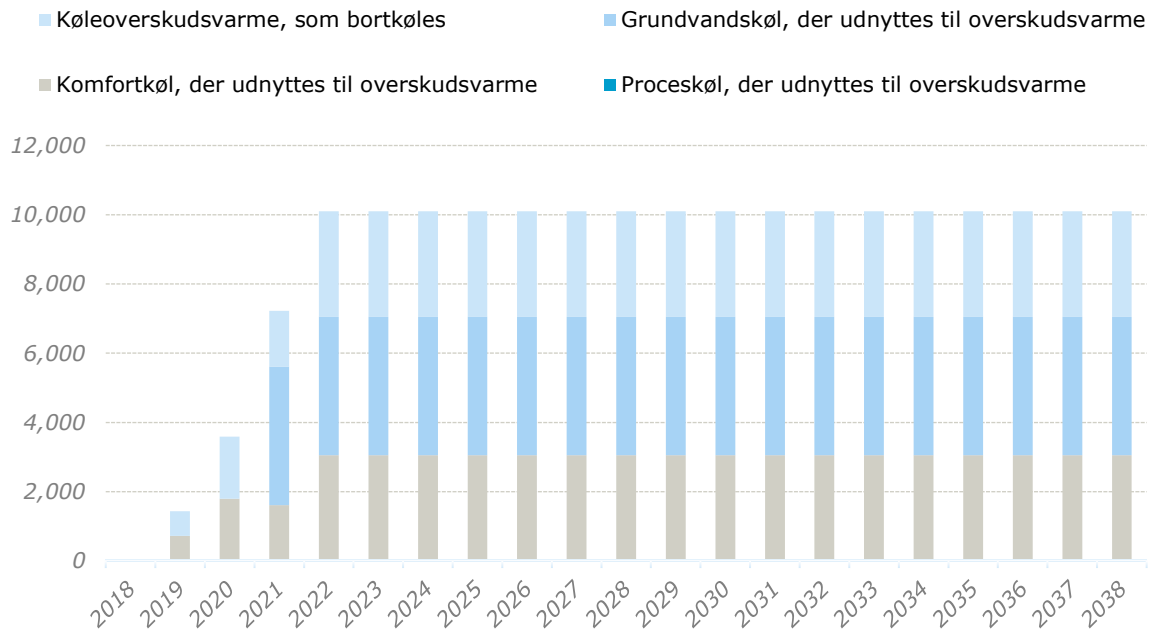
Det viser sig, at der er flere muligheder for at hente overskudsvarme med op til 40.000 MWh spildkøling, hvorfor det bliver økonomisk fordelagtigt, at udnytte muligheden for at udvide varmepumpekapaciteten til i alt 8 MW køl og 11,6 MW varme. Derved øges varmeproduktionen til 64.000 MWh og økonomien forbedres markant.

**Tabel 6-21: Scenarier for kombineret fjernvarme og fjernkøleproduktion**

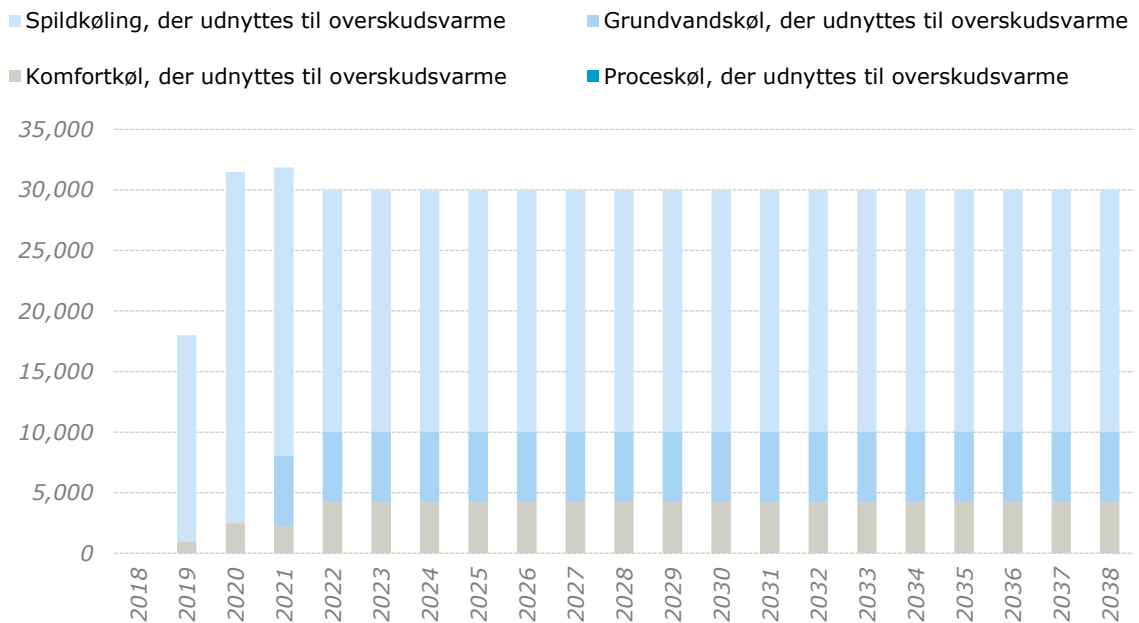
Kombinationer af komfortkøling, grundvandskøling, lagertank og overskudsvarme	Scenarie	1	2	3	4	5
	Enhed	Overskudsvarme (OV) alene	Komfortkøl (KK) alene	KK med grundvandskøl (GV) og lager	KK med GV, lager og OV	KK med stor varmepumpe, GV, lager og OV
Komforkølebehov	MWh køl	0	10.000	10.000	10.000	10.000
Spildkøling / overskudsvarme	MWh køl	24.000	0	0	24.000	40.000
Varme fra grundvandskøl	MWh varme	0	0	5.835	5.835	5.835
Varme fra komfortkøl + nettab	MWh varme	6	6.951	4.195	4.202	4.202
Varme fra proceskøl og spildkøl	MWh varme	28.683	0	0	19.946	54.379
Varmeudnyttelse i alt	MWh varme	28.689	6.951	10.030	29.982	64.416
Grundvandskøl	MW køl	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0
Varmepumpe	MW køl	4.0	8.0	4.0	4.0	8.0
Varmepumpe	MW varme	5.8	11.6	5.8	5.8	11.6
Akkumulator	m <sup>3</sup>	0	0	1.724	1.724	1.724
Maksimal udnyttelse af VP	timer	4.931	597	1.724	5.153	5.536
Tilslutningsbidrag i alt	mio.kr/MW k	0.0	3.3	3.3	3.3	2.2
Investeringer						
Bygning og grund	mio.kr	20	20	20	20	20
Grundvandskøling	mio.kr	0	0	5	5	5
Varmepumpe	mio.kr	24	44	24	24	44
Tørkøler	mio.kr	5	0	0	5	5
Kølelagertank	mio.kr	0	0	8	8	8
Fjernkølenet	mio.kr	4	20	20	24	24
Kølekunde anlæg	mio.kr	0	5	5	5	5
Tilslutning til varme	mio.kr	5	5	5	5	5
Investeringer i alt	mio.kr	58	94	87	96	116
Kundernes alternative investering (inkl. bygning)	mio.kr	0	63	63	63	63
Tilslutningsbidrag i alt	mio.kr	0	26	26	26	26
Samfundsøkonomisk gevinst	mio.kr	-23	-19	8	31	57
Samfundsøkonomisk forrentning	%	0%	1%	6%	9%	11%
Lokalsamfundets økonomi						
Lokalsamfundet i alt	mio.kr	-27	-1	17	25	33
Lokalsamfundets interne forrentning	%	-2%	3%	7%	8%	8%

På de følgende to figurer, Figur 6-12 og Figur 6-13, viser vi de energimæssige forudsætninger i scenarie 4.

**Figur 6-12: Køleoverskudsvarme i scenarie 4**



**Figur 6-13: Produktion af overskudsvarmen i scenarie 4**





## 7. OPSUMMERING

I rapporten er vi gået i dybden med koncepter for smart integration af vedvarende energi (VE) i fjernvarmesystemet. Vi har fokuseret på affaldsvarme, solvarme, elkedler, varmepumper og store varmelagre. Elektrificering af fjernvarmesystemet er nødvendig, hvis Danmark skal overgå til et smart energisystem, hvor fjernvarmesystemet bruger og lagrer de fluktuerende VE-kilder.

Vi har gennemgået den historiske og forventede udvikling i de fire energisystemer; el-, gas-, fjernvarme og fjernkøling. I elsystemet er der opstillet vindmøller og solceller, og omstillet til biomasse på flere af de store kraftværker og mindre fjernvarmeværker. Dette gør, at elpriserne generelt har været faldende. I gassystemet løber vi gradvist tør for ressourcer i Nordsøen, hvorfor import af fossil naturgas bliver nødvendig. I fjernvarmesystemet har den foreløbige omstilling til VE været biomasse. Fremover bliver elektrificering central. De store varmepumper bliver markant mere rentable, hvis de kan udnyttes både til fjernvarme og fjernkøling. Fjernkøling og bedre udnyttelse af overskudsvarme giver bedre mulighed for, at integrere store varmepumper. Store termiske lagre, både til varme og køling, bliver vigtige, og fjernvarmeværkerne skal være fleksible elforbrugere. De store termiske lagre kan implementeres, fordi man kan udnytte affaldsvarme, solvarme, overskudsvarme og fleksible enheder bedre.

I de udvalgte case-studier satte vi fokus på det *virtuelle batteri*; at fjernvarmesystemet fra elsystemets perspektiv tilbyder den samme tjeneste som et elektrisk batteri. Et fjernvarmesystem kan forbruge el i store varmepumper og elkedler, når elprisen er lav, og der er meget VE i elsystemet, og omvendt producere el fra kraftvarmeenheder, når elprisen er høj. På længere sigt, når den fossile naturgas er udfaset, vil den el, der produceres fra de gasfyrede kraftvarmeværker, også være baseret på VE-gas. Vi har gennemgået syv cases om blandt andet forsyning af byudviklingsområder, udvikling af fjernkøling og optimal udnyttelse af affaldsvarme og solvarme med et stort damvarmelager. Overordnet ser vi, at man bør søge en fælles løsning frem for individuelle løsninger, specielt i byudviklingsområder. Desuden bør mulighederne for udvikling af fjernkøling undersøges, da man herigennem kan bane vejen for store varmepumper, som kan gøre fjernvarme mere konkurrencedygtig overfor individuelle varmepumper.

Vi ved, at udviklingen af fjernkøling op til i dag har været begrænset. Vi ser dog, at man flere steder, især i det Storkøbenhavnske område er kommet godt i gang med økonomisk attraktive projekter for kombineret varme- og køleproduktion.

I forudsætningerne, som beregningerne er bygget op omkring, antages en reduktion af elafgiften på 25 øre/kWh, som udmeldt af energiministeriet [10]. Den seneste udmelding fra SKAT er dog en mere moderat reduktion på endeligt 10 øre/kWh [27]. Dette har indflydelse på resultaterne. Især elkedlerne vil formentlig få færre driftstimer og blive mindre profitable. For køle- varmepumperne vil indflydelsen formentlig være mindre. Dog afhænger det også af elprisen og niveauet på eldistributionstariffen. En smart eldistributionstarif, med variabel pris alt efter belastning af eldistributionsnettet, vil være et godt tiltag. Fleksible varmepumper og elkedler kan udnytte variable eldistributionstariffer, så mere VE kan integreres i hele energisystemet.

Vi er ikke gået i dybden med, hvilke ændringer i rammebetingelserne, der fremmer den ønskede udvikling, men vi vil gerne påpege, at de samlede rammebetingelser i tariffer, afgifter og i bygningsreglementets bestemmelser bør afspejle de samfundsmæssige og miljømæssige fordele ved fjernvarme og fjernkøling. Specielt med hensyn til fleksibel drift af store varmepumper og elkedler, som ikke bør sidestilles med individuelle mindre fleksible varmepumper og kølemaskiner.

For at fremme den samlede effektivitet af fjernvarme og bygninger er det vigtigt, at rammebetingelserne fremmer høj tilslutning til fjernvarmenettene, og således, at individuelle varmepumper kun etableres udenfor fjernvarmeforsyningsområderne.

## 8. REFERENCER

- [1] Radius, Tariffer og Netabonnement, 2018  
<http://www.radiuselnet.dk/elkunder/tariffer-afgifter-og-vilk%C3%A5r/tariffer-og-netabonnement>
- [2] Energistyrelsen, Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner 2017  
[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/samfundsoekonomiske\\_beregningsforudsætninger\\_2017.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/samfundsoekonomiske_beregningsforudsætninger_2017.pdf)
- [3] Energistyrelsen, Samfundsøkonomiske analysemetoder 2017  
<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsoekonomiske-analysemetoder>
- [4] Energinet.dk, Analyseforudsætninger 2017  
<https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyseforudsætninger/Analyseforudsætninger-2017>
- [5] Varmeplan Hovedstaden  
<http://www.varmeplanhovedstaden.dk/publikationer-og-moeder>
- [6] EA Energianalyse, Samfundsøkonomiske varmepriser i hovedstadsområdet 2017  
<http://www.veks.dk/da/service/samfundsoekonomi>
- [7] Energinet.dk, Eltariffer  
<https://energinet.dk/El/Tariffer>
- [8] HMN, Gastariffer  
<https://gasnet.dk/priserogbetingelser/distributionstariffer/2018/>
- [9] Dansk Energi, Elprisscenarier, 2017  
<https://www.danskeenergi.dk/udgivelser/analyse-nr-27-elprisscenarier-2020-2035-2017-udgave>
- [10] Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, Erhvervspakke, 2017  
<http://efkm.dk/aktuelt/nyheder/nyheder-2017/november-2017/bredbaand/>
- [11] Udtræk af markedsdata, Nordpool, 2018  
<https://www.nordpoolgroup.com/>
- [12] Strategisk energiplan for Favrholm, Rambøll, 2016  
<http://www.favrholm.dk/media/262641/strategisk-energiplan-for-favrholm.pdf>
- [13] Smart Energi; barriere og løsningskatalog, Rambøll, 2016  
[http://efkm.dk/media/8011/smartenergi\\_ramboell.pdf](http://efkm.dk/media/8011/smartenergi_ramboell.pdf)
- [14] Varmeplan Danmark, Rambøll, 2010  
[http://vbn.aau.dk/da/publications/varmeplan-danmark-2010\(0480328d-8f23-45d5-804f-90dde1f5cde6\).html](http://vbn.aau.dk/da/publications/varmeplan-danmark-2010(0480328d-8f23-45d5-804f-90dde1f5cde6).html)
- [15] Køleplan Danmark, Rambøll, 2016  
<http://www.danskfjernvarme.dk/viden-om/f-u-konto-subsection/rapporter/2015-02-koeleplan-danmark-2016>

- [16] Energistyrelsen, Basisfremskrivning, 2017  
<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/basisshyfremskrivninger>
- [17] Bæredygtig forsyning af NYE, Rambøll, 2012  
[http://www.danskfjernvarme.dk/-/media/danskfjernvarme/videnom/fogu\\_rapporter/2011-02-baeredygtig\\_byudvikling\\_til\\_ny\\_bebyggelse-01122013.pdf](http://www.danskfjernvarme.dk/-/media/danskfjernvarme/videnom/fogu_rapporter/2011-02-baeredygtig_byudvikling_til_ny_bebyggelse-01122013.pdf)
- [18] Efficient district heating and cooling markets in the EU, European Commission, 2016  
<https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/efficient-district-heating-and-cooling-markets-eu-case-studies-analysis-replicable-key-success>
- [19] Energistyrelsen og Energinet.dk, Technology Data for Energy Plants, 2012  
[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technologydata\\_for\\_energy\\_plants\\_-\\_may\\_2012.\\_updated\\_2015\\_ver\\_nov2017.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technologydata_for_energy_plants_-_may_2012._updated_2015_ver_nov2017.pdf)
- [20] Energistyrelsen og Energinet.dk, Technology Data for Energy Plants Updated Chapters, 2016  
[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology\\_data\\_catalogue\\_for\\_energy\\_plants\\_-\\_aug\\_2016\\_update\\_oct\\_nov\\_2017.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_plants_-_aug_2016_update_oct_nov_2017.pdf)
- [21] Energikommisionen, Anbefalinger til fremtidens energipolitik, 2017  
[http://efkm.dk/media/8275/energikommisionens-anbefalinger\\_opslag.pdf](http://efkm.dk/media/8275/energikommisionens-anbefalinger_opslag.pdf)
- [22] Aalborg Universitet, IDA 's energivision 2050, 2015  
[http://vbn.aau.dk/da/publications/idas-energy-vision-2050\(2439d020-cdb6-4526-a89c-4dfabd73b900\).html](http://vbn.aau.dk/da/publications/idas-energy-vision-2050(2439d020-cdb6-4526-a89c-4dfabd73b900).html)
- [23] McKinsey, Analyse af forsyningssektorens effektiviseringspotentiale, 2016  
<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyser/analyse-af-forsyningssektorens>
- [24] EA Energianalyse m. fl., Konkurrenceanalyse af fjernvarmesektoren, 2017  
<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyser/konkurrenceanalyse-af-fjernvarmesektoren>
- [25] Dansk Energi, Svenskerne har billigere fjernvarme, 2018  
<https://www.danskeenergi.dk/nyheder/analyse-svenskerne-har-billigere-fjernvarme>
- [26] Rambøll, Beregning af den marginale samfundsøkonomiske fjernvarmepris i det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem, 2018
- [27] SKAT, forståelsespapir om udmøntning af successionsmidler, 2018  
<http://www.skm.dk/media/1569789/forstaaelsespapir-om-udmoentning-af-successionsmidler.pdf>
- [28] Ingeniøren, Overblik over energiforlig, 2018  
<https://ing.dk/artikel/overblik-sadan-kan-nyt-energiforlig-skrues-sammen-209840>

## **BILAG**

## 9. BILAG 1

### 9.1 Statistik på elmarkedet

Statistik på day-ahead- og regulerkraftmarkedet er vist i Tabel 9-1 og Tabel 9-2. Det ses, at den gennemsnitlige day-ahead- og regulerkraftpris falder med stigende vindproduktion. Ekstreme priser, lav og høj, synes ikke, at være korreleret med mængden af vind i systemet, selvom de ekstreme priser ofte er relateret til forekomsten af meget høj eller ingen vindproduktion. Priserne i regulerkraftmarkedet har tendens til større spredning (højere IQR) og ekstreme priser er generelt lavere/højere end i day-ahead markedet. Det indikerer, at fleksibel drift kan være mere profitabelt i regulerkraftmarkedet. Markedsvolumen er imidlertid mindre (se Tabel 9-3) og tilfældigheden af op- og nedregulering indebærer, at den større spredning formentlig ikke kan udnyttes fuldt ud.

**Tabel 9-1: Day-ahead marked statistik**

Day-ahead marked													
(DKK/ MWh)	Gennemsnit		Markeds- værdi af forbrug Hele DK	IQR		Median		Maximum		Minimum		Vind (%)	
	DK1	DK2		DK1	DK2	DK1	DK2	DK1	DK2	DK1	DK2	DK1	DK2
År													
2010	346	424	407	81	109	348	368	981	14880	-150	-283	28%	13%
2011	357	368	376	126	131	361	373	827	1416	-274	-274	34%	19%
2012	275	283	292	107	117	263	265	1562	1889	-350	-350	36%	19%
2013	285	291	303	80	83	274	282	14880	969	-1488	-1488	44%	19%
2014	228	239	241	58	54	228	233	1191	784	-448	-448	51%	21%
2015	170	182	186	92	82	176	181	742	1116	-234	-234	55%	23%
2016	198	219	216	82	95	184	207	781	1594	-399	-399	50%	19%
2017	224	238	238	52	66	224	228	893	893	-372	-372	56%	24%

**Table 9-2: Regulerkraftmarked statistik**

Regulerkraftmarked														
(DKK/ MWh)	Gennemsnit		IQR		Median		Maximum		Minimum		Op (%)		Ned (%)	
	DK1	DK1	DK1	DK2	DK1	DK2	DK1	DK2	DK1	DK2	DK1	DK2	DK1	DK2
År														
2010	337	427	118	129	339	372	4999	14878	-1500	-790	33%	34%	36%	39%
2011	350	369	149	157	345	353	4985	7440	-1698	-1698	31%	29%	39%	39%
2012	278	295	125	141	247	250	3719	6888	-498	-350	32%	32%	40%	39%
2013	275	289	91	93	261	268	1995	1995	-1615	-1615	30%	30%	47%	48%
2014	231	245	75	72	221	227	1916	2009	-1189	-715	35%	35%	37%	38%
2015	171	188	99	95	164	167	1994	14869	-234	-234	33%	33%	42%	42%
2016	191	216	92	103	184	193	2493	4986	-300	-299	30%	31%	43%	44%
2017	219	238	62	69	216	220	1850	2232	-837	-837	30%	31%	40%	40%

**Tabel 9-3: Markedsvolumen i day-ahead- og regulerkraftmarkedet**

Markedsvolumen								
(TWh)	Salg day-ahead		Køb day-ahead		Opregulering		Nedregulering	
År	DK1	DK2	DK1	DK2	DK1	DK2	DK1	DK2
2010	20	13	15	13	0.29	0.05	-0.17	-0.04
2011	15	10	15	14	0.25	0.10	-0.22	-0.06
2012	12	7	18	14	0.25	0.13	-0.22	-0.04
2013	18	11	14	13	0.20	0.08	-0.21	-0.07
2014	14	7	13	12	0.29	0.07	-0.17	-0.03
2015	12	6	13	11	0.20	0.05	-0.16	-0.03
2016	14	6	12	12	0.14	0.08	-0.09	-0.03
2017	13	6	13	11	0.07	0.06	-0.06	-0.04

## 10. BILAG 2

### 10.1 Selskabsøkonomiske beregningsforudsætninger

#### 10.1.1 Afgifter

**Tablet 10-1: Oversigt over fjernvarmeværkers væsentlige afgifter**

	Enhed	2018			
		Energiafgift	CO2 afgift	NOx afgift	Methan afgift
<b>Mineralolie</b>					
Anden gas og diesellole	øre/l	199.2	46.0	0.9	
Let diesel olie	øre/l	293.6	46.0	0.9	
Svovlfattig diesellole (svovlindhold højst 0.005 %)	øre/l	272.5	46.0	0.9	
Svovlfri diesel (svovlindhold højst 0.001 %)	øre/l	272.5	46.0	0.9	
Fuelolie	øre/kg	225.7	54.9	2.9	
Smørelie	øre/l	199.2	46.0		
<b>Kul</b>					
Stenkul	kr./GJ	55.5	16.4	0.5	
<b>Naturgas</b>					
Naturgas (dog ikke motorer)	øre/Nm <sup>3</sup>	219.9	39.1	0.8	
Naturgas til motorer kraftvarmeanlæg	øre/Nm <sup>3</sup>	219.9	39.1	2.9	6.7
Grænse for tilbagebetaling - kedeldrift og elpatron					
Olie/gas til fjernvarme (netto produceret varme)	kr./GJ	46.3	13.9		
Kul til fjernvarme (netto produceret varme)	kr./GJ	46.3	13.9		
<b>Elafgift</b>					
Elafgift på el til varme og belårsboliger > 4000 kWh	øre/kWh	40.7	Net- og systemtarif 8.2	Distributionstarif 10.8/3.3	PSO-tarif 16
Elafgift på anden el & tillægsafgift	øre/kWh	91.4			
Grænser for tilbagebetaling (elpatronloven)	øre/kWh	21.6			
<b>Afgifter på Biobrændsler</b>					
		Energiafgift	CO2 afgift	NOx afgift	Methan afgift
Træpiller med svovlbåndigt bindemiddel > 1 MW	kr./ tons		47.0	6.8	
Træpiller uden svovlbåndigt bindemiddel	kr./ tons			6.8	
Træpiller med røgrønsning (lavere sats)	kr./ tons		37.6	6.8	
Halm > 1 MW	kr./ tons		27.0	6.8	
Refusion på halm og træpiller	kr./ tons		9.4		
Halm med røgrønsning (lavere sats)	kr./ tons		17.6	6.8	
Træflis (NOx > 1 MW)	kr./GJ			0.5	
Biogas og flydende VE til andet end motorer > 1 MW	kr./GJ			0.3	
Biogas og flydende VE til motorer > 1 MW	kr./GJ			1.0	1.2
Gas fremstillet af biomasse (Biogas mv.) brændværdi 39.6 MJ/Nm <sup>3</sup>	øre/Nm <sup>3</sup>	9.8			
<b>Affald</b>					
		Energiafgift	CO2 afgift	NOx afgift	Svovl afgift
Afgift på varme produceret ved affald	kr./GJ	46.3			
Fradrag på ovenstående (V-formel, 31.8/1.2)	kr./GJ	26.8			
Affaldsvarmeafgift pr. produceret varme	kr./GJ	19.8			
Tillægsafgift affald kraftvarme pr. produceret varme (V-formel)	kr./GJ	26.8			
Tillægsafgift affald kedel pr. produceret varme (V-formel)	kr./GJ	26.8			
Svovlafgift i kr. pr. ton udledt svovl målt i røggas	kr./ tons				10.6
NOx afgift i kr. pr. kg NOx målt i røggas	kr./kg NOx			5.1	
CO2 afgift i kr. pr. ton udledt CO2 (28.34 kg CO2/GJ affald)	kr./ tons CO2		173.2		

Vi antager, at varmepumper og elkedler betaler forskellig distributionstarif. Varmepumper tilkøbes 10 kV nettet og betaler 10.8 øre/kWh. Elkedler kan tilkøbes ved højere spænding på kraftværkspladser og betaler derfor en lavere sats på 3.3 øre/kWh. Distributionstariffen er baseret på Radius' nuværende tarifniveau [1]. Vi har anvendt en gennemsnitspris, men distributionstarifbetalingen kan reduceres, hvis varmepumper og elkedler ikke drives i spidslastperioder. Det kan argumenteres, at distributionstariffen bør være endnu lavere for store varmepumper og elkedler, da de er fuldt afbrydelige. Denne variation er dog ikke medtaget.

Det viste afgiftsniveau, som er for 2018, anvendes for alle årene. Vi kender ikke udviklingen i afgifter og antager derfor, at det samme afgiftsniveau fastholdes frem mod 2040, bortset fra afgifterne på el til opvarmning i fjernvarmesystemet. Her vil PSO-tariffen gradvist blive ført over på indkomstsatten frem mod 2022. Ligeledes vil elafgiften til varmeproducerende enheder blive reduceret frem mod 2020. Ifølge den nye erhvervspakke med 10 øre/kWh i 2019, samt yderligere 5 øre/kWh i 2019 og 10 øre/kWh i 2020 [10]. I Tabel 10-2 ses den anvendte afvikling af PSO-afgiften og reducere af elvarmeafgiften.

Elkedlerne drives efter elpatronloven. Vi antager, at den samme grænse for tilbagebetaling også gælder, når elvarmeafgiften reduceres frem mod 2020.

**Tabel 10-2: PSO-afgift og elvarmeafgift**

	2018	2019	2020	2021	2022
PSO afgift (øre/kWh)	16.0	8.0	5.0	1.0	0.0
Elvarmeafgift (øre/kWh)	40.7	25.7	15.7	15.7	15.7

En nettarif på eksporteret el fra kraftværker [7] og en transportomkostning af naturgas [8] er også medtaget. Begge kan ses i Tabel 10-3. Den anvendte CO2-kvoteprijs fra Energinet.dk's analyseforudsætninger [4] kan ses i Tabel 10-4.

**Tabel 10-3: El- og naturgastariffer**

	Tariffer i 2018
Nettarif på eksporteret el (indfødningsstariffen)	0.3 øre/kWh
Distributionstarif for naturgas	0.143 kr./Nm <sup>3</sup>
Energisparebidrag for naturgas	0.039 kr./Nm <sup>3</sup>
Nødforsyningstarif for naturgas	0.0038 kr./Nm <sup>3</sup>

**Tabel 10-4: CO2-kvoteprisfremskrivning**

	<i>CO2 kvotepris (kr./ton-CO2)</i>
2018	35
2019	35
2020	43
2021	55
2022	68
2023	84
2024	101
2025	121
2026	142
2027	165
2028	190
2029	216
2030	243
2031	254
2032	264
2033	274
2034	283
2035	292
2036	300
2037	308

### 10.1.2 Elpriser

Vi anvender day-ahead elprisvariationen fra 2017 i alle simuleringerne, selvom vi anvender fremskrevne el- og brændselspriser, da det er en udmærket repræsentation af fluktuerende elpriser. Figur 10-1 viser elprisvariationen for Østdanmark. Uanset dette, vil elprisfluktuationerne blive større, når vi anvender en faktor til at hæve elprisens gennemsnitlige niveau.

I elprisfremskrivningen fra Energinet.dk beskrives det, at elprisen i fremtiden vil være mere fluktuerende grundet større mængder vedvarende energiproduktion, og samtidig har de en forventning om en gradvis stigning i gennemsnitsprisen på el. Dette skyldes en forventning om, at mangel på konventionel kraftværkskapacitet, brændselsprisstigninger og sammenkoblingerne med det engelske og hollandske marked får indflydelse på elprisen.

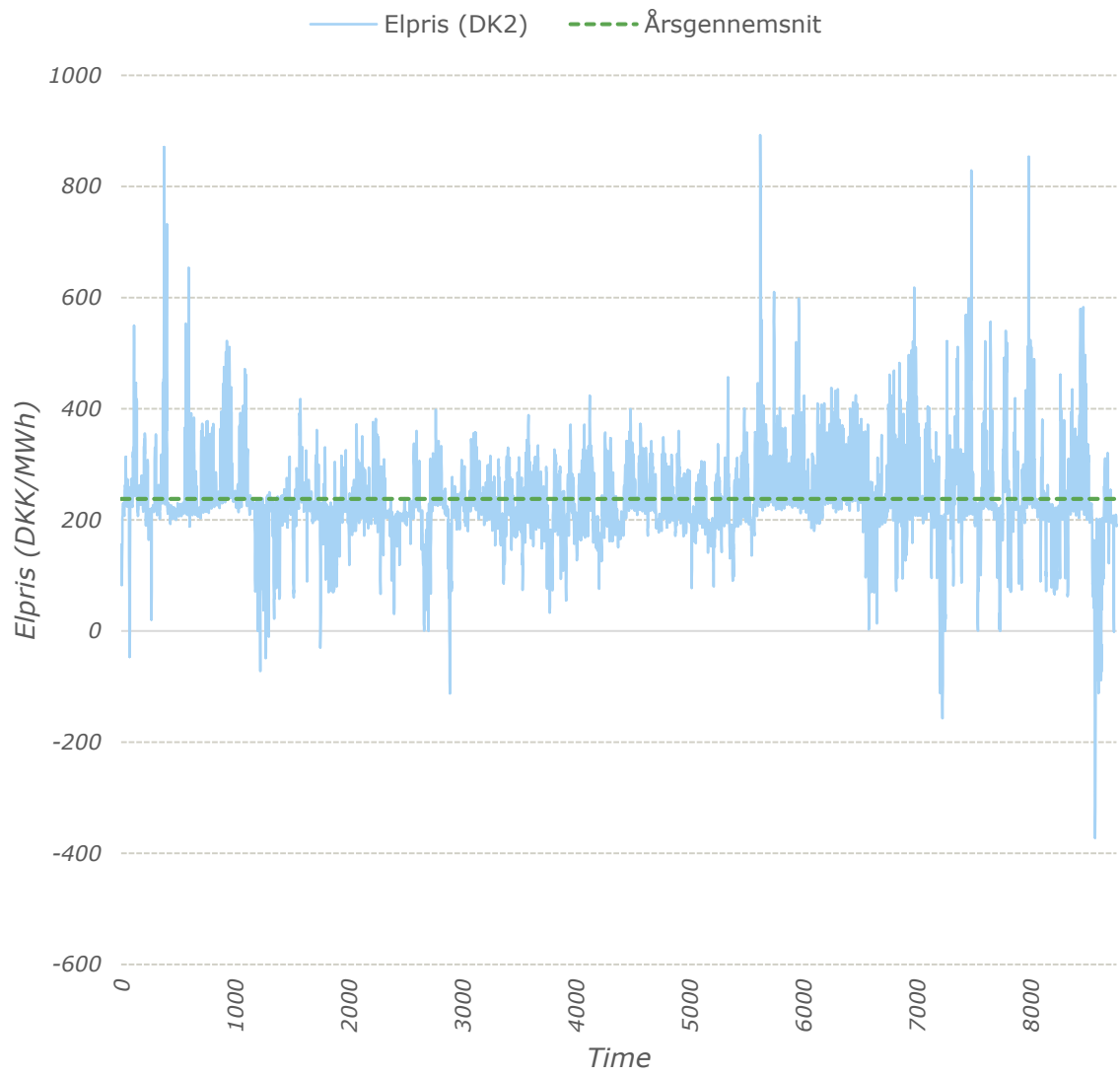
Ydermere kan de store kraftvarmeværker spille på prisforskelle imellem elmarkederne, for at øge deres indtjening. De kan også have indgået kontrakter om at levere reservekapacitet til elsystemet. Dette har vi imidlertid heller ikke undersøgt i vores analyse. Vi anvender udelukkende day-ahead elprisen som input til vores simuleringer.

I Tabel 10-5 er de historiske, fremskrevne og anvendte elpriser vist. De historiske elpriser kan findes på Nordpool's hjemmeside [11]. De fremskrevne elpriser er fra Energinet.dk [4], Dansk Energi (DE) [9], Energistyrelsen [2] og EA Energianalyse [6]. Alle priser er gennemsnitspriser og er angivet i kr./MWh.

Den anvendte elpris, som følger Energinet.dk's fremskrivning for Øst- og Vestdanmark, er også vist. Den anvendte elpris ganges med en gennemsnitlig vægtet elprisvariation af elprisen fra 2017, som vist på Figur 10-1. Dette gøres for alle år frem mod 2037 i enkelte cases.



Figur 10-1: Day-ahead elpris for DK2 (Østdanmark) i 2017



**Tabel 10-5: Historiske, fremskrevne og anvendte elpriser**

	His- tor- iske elpriser (DK1)	His- tor- iske elpriser (DK2)	Ener- ginet (DK1)	Ener- ginet (DK2)	DE - WEO 2016 - High (DK)	DE - WEO 2016 - Low (DK)	DE- Klim a - High (DK)	DE - Klim a - Low (DK)	DE - For- wards - High (DK)	DE - For- wards - Low (DK)	Ener- gisty- relsen	EA Ener- gian- alyse	An- vendt elpris (DK1)	An- vendt elpris (DK2)
2010	342	424												
2011	357	365												
2012	275	283												
2013	283	290												
2014	231	238												
2015	171	179												
2016	201	216												
2017	224	238	187	202	208	208	208	208	208	208	186	199	224	238
2018			173	187	261	248	251	231	231	212	184	203	224	238
2019			159	174	314	288	294	255	255	215	191	206	224	238
2020			218	222	367	327	337	278	278	218	217	210	224	238
2021			240	244	393	343	343	288	286	224	227	225	240	244
2022			261	265	419	359	349	298	294	230	238	239	261	265
2023			285	288	444	375	355	308	302	236	249	254	285	288
2024			307	310	470	391	361	317	310	242	259	268	307	310
2025			329	331	496	407	367	327	317	248	270	283	329	331
2026			349	359	512	407	371	321	317	246	280	284	349	359
2027			370	381	528	407	375	315	317	244	291	285	370	381
2028			392	405	544	407	379	310	317	242	302	286	392	405
2029			413	433	559	407	383	304	317	240	312	287	413	433
2030			435	457	575	407	387	298	317	238	323	288	435	457
2031			442	465	579	403	385	296	317	238	333	290	442	465
2032			449	473	583	399	383	294	317	238	344	292	449	473
2033			457	482	587	395	381	292	317	238	355	293	457	482
2034			464	490	591	391	379	290	317	238	365	295	464	490
2035			473	489	595	387	377	288	317	238	376	297	473	489
2036			481	493	599	383	375	286	317	238	386	296	481	493
2037			488	503	603	379	373	284	317	238	397	294	488	503

### 10.1.3 Brændselspriser

De anvendte brændselsprisfremskrivninger i de selskabsøkonomiske simuleringer er baseret på Energinet.dk's analyseforudsætninger [4]. Til de samfundsøkonomiske beregninger anvendes i stedet Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger [2].

**Tablet 10-6: Brændselsprisfremskrivning for centrale kraftværker**

	Naturgas (kr./Nm <sup>3</sup> )	Træpiller (kr./ton)	Træflis (kr./ton)	Halm (kr./ton)	Kul (kr./ton)	Affald (kr./ton)
2018	1.16	1133	464	609	429	0
2019	1.16	1131	465	610	395	0
2020	1.19	1134	467	613	381	0
2021	1.26	1141	471	618	381	0
2022	1.37	1150	476	624	386	0
2023	1.50	1159	481	631	390	0
2024	1.64	1169	487	638	405	0
2025	1.80	1179	492	645	417	0
2026	1.97	1190	498	653	434	0
2027	2.15	1202	503	660	448	0
2028	2.35	1214	509	668	465	0
2029	2.56	1227	515	676	484	0
2030	2.77	1241	522	684	501	0
2031	2.84	1244	524	687	506	0
2032	2.92	1248	527	690	509	0
2033	2.98	1251	529	694	511	0
2034	3.05	1254	531	697	513	0
2035	3.11	1257	534	700	516	0
2036	3.14	1260	536	703	518	0
2037	3.17	1263	538	705	521	0

**Tabel 10-7: Brændselsprisfremskrivning for decentrale kraftværker**

	<i>Naturgas (kr./Nm<sup>3</sup>)</i>	<i>Træpiller (kr./ton)</i>	<i>Træflis (kr./ton)</i>	<i>Halm (kr./ton)</i>	<i>Affald (kr./ton)</i>
<b>2018</b>	1.44	1210	459	585	0
<b>2019</b>	1.43	1208	460	585	0
<b>2020</b>	1.47	1212	462	588	0
<b>2021</b>	1.54	1219	465	593	0
<b>2022</b>	1.65	1228	468	599	0
<b>2023</b>	1.78	1238	472	606	0
<b>2024</b>	1.92	1249	475	612	0
<b>2025</b>	2.07	1260	479	620	0
<b>2026</b>	2.25	1272	482	626	0
<b>2027</b>	2.43	1285	486	634	0
<b>2028</b>	2.62	1299	489	641	0
<b>2029</b>	2.83	1313	493	647	0
<b>2030</b>	3.05	1327	497	652	0
<b>2031</b>	3.12	1331	499	654	0
<b>2032</b>	3.19	1335	500	656	0
<b>2033</b>	3.26	1338	502	658	0
<b>2034</b>	3.32	1342	504	660	0
<b>2035</b>	3.39	1345	505	663	0
<b>2036</b>	3.42	1348	507	665	0
<b>2037</b>	3.45	1351	508	667	0



