

VARMEFORSYNING

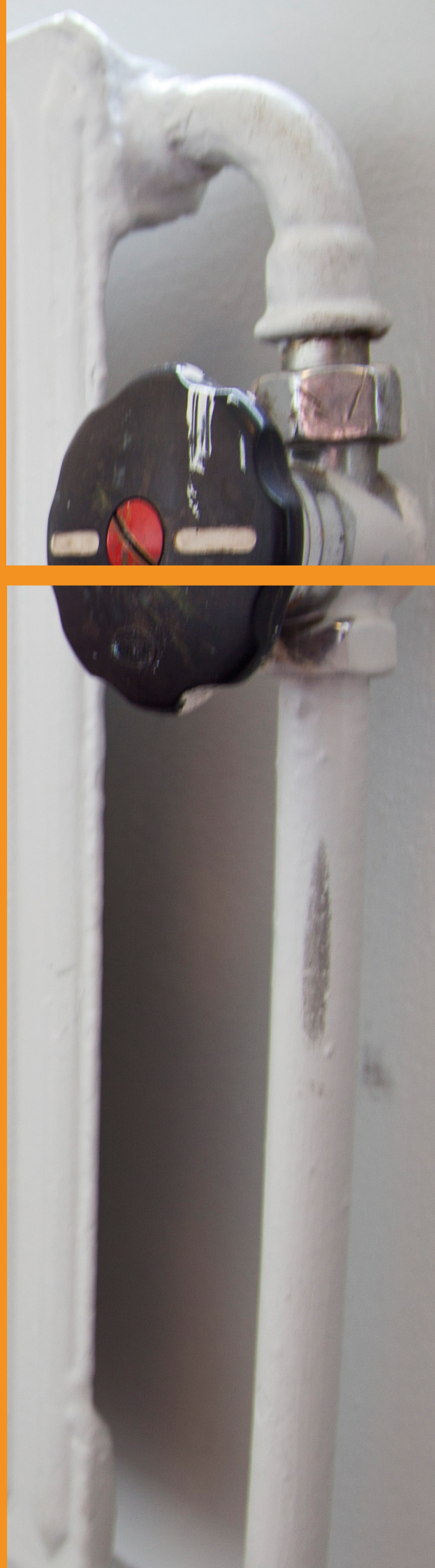
Temanotat til
"Energi på tværs"



Ea Energianalyse



Region
Hovedstaden





Ea Energianalyse

Varmeforsyning

Temanotat til "Energi på Tværs"

13-08-2015

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 88 70 70 83
F: 33 32 16 61
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Indhold

1	Indledning	5
2	Status for opvarmning i hovedstadsregionen.....	7
2.1	Individuel opvarmning.....	7
2.2	Fjernvarmeforbrug og -dækningsgrad.....	8
2.3	Fjernvarmeproduktion	11
2.4	Fjernvarmesystemer.....	13
3	Regulering og rammer	17
3.1	Afgifter	17
3.2	Afgifter og kraftvarme	18
3.3	Eltilskud	18
3.4	CO ₂ -kvotesystemet	19
3.5	Nettariffer og PSO-tarif.....	20
3.6	Varmeforsyningsloven.....	20
3.7	Elmarkedet	22
4	Individuel opvarmning: Teknologier og omkostninger for omstilling til grøn varme	24
4.1	Varmepumper	24
4.2	Træpillefyr	26
4.3	Økonomi for individuelle forsyningsløsninger.....	26
5	Fjernvarme: Teknologier og omkostninger for omstilling til grøn varme	27
5.1	Gasfyret combined cycle eller single cycle anlæg	27
5.2	Biomassekraftvarme og -varmekedler	28
5.3	Affaldsforbrænding	30
5.4	Biogas fra grønt affald	31
5.5	Geotermi.....	31

5.6	Solvarme til fjernvarmesystemer	32
5.7	Store varmepumper	33
5.8	Elpatroner	34
5.9	Potentialer for varmepumper, fjernkøling, overskudsvarme og solvarme	35
5.10	Sammenligning af omkostninger ved forskellige fjernvarmeproduktionsteknologier	36
6	Udvidelse af fjernvarmeområder	38
6.1	Planer og udvidelsespotentialer for fjernvarme	40
6.2	Økonomi i fjernvarmekonverteringer	42
7	Samarbejde mellem regionens fjernvarmenet	43
8	Referencer	48
	Bilag: Teknologiomkostninger	49
	Individuel opvarmning.....	49
	Fjernvarme	50

1 Indledning

En stor del af energiforbruget, godt 45 %, i hovedstadsregionen er knyttet til husholdningernes og virksomhedernes bygningsopvarmning. En del af denne opvarmning er baseret på fossile brændsler. Formålet med dette notat er at give et bedre indblik i regionens varmforsyning og mulighederne for at omstille denne i en grøn retning.

Notatet giver et overblik over regionens nuværende opvarmnings fordeling på forskellige opvarmningsformer og energikilder (kapitel 2), og dernæst beskriver det rammerne og de tekniske muligheder for omstilling til grøn opvarmning (kapitel 3, 4 og 5). Endelig gives et overblik over muligheder for udvidelse af de eksisterende fjernvarmenet (kapitel 6), og sammenhængen og muligheder for samarbejde mellem nettene beskrives (kapitel 7).

Notatet fokuserer primært på beskrivelse af de teknologiske muligheder for omstilling til grøn varme og ikke på en nærmere beskrivelse af teknologier baseret på fossile brændsler, da disse teknologer forventes gradvist udfaset i takt med at energisystemet omstilles i en grøn retning.

Flere af kapitlerne i notatet er i vidt omfang baseret på materiale fra Varmeplan Hovedstaden 3, som blev afsluttet i oktober 2014 og behandlede flere af de samme emner, som er omfattet af dette notat.

Notatet har sammenhæng til flere andre notater og analyser i Energi på tværs:

- Regionsrapport. Her gives en mere indgående status for energisituationen i dag.
- Potentialerapport – Lokale vedvarende energiresourcer. I denne rapport beskrives de potentielle ressourcer for grøn opvarmning i detalje.
- Scenarierapport. Rapporten beskriver scenarier for udvikling af energisystemet frem mod 2050, og heri indgår scenarier for både individuel opvarmning og fjernvarme.
- Balmorel rapport. Heri beskrives detaljerede systemberegninger af el- og fjernvarmeforsyningens udvikling mod 2050.

Desuden gennemfører en række fjernvarmeselskaber i regionen en analyse af udviklingen af fjernvarmesystemerne frem mod 2035 parallelt med Energi på Tværs. Denne analyse hænger også nøje sammen med udviklingen af varmforsyningen i regionen.

Det er ikke i dette notat tilstræbt at gengive alle analyser, der er gennemført i andre del af projektet Energi på Tværs. For at få resultaterne herfra henvises i stedet til de respektive rapporter. Dette notat skal nærmere ses som et baggrundsnotat, der giver et mere detaljeret overblik over regionens varmeforsyning og de rammer, regler og tekniske muligheder, der vil forme udviklingen af varmeforsyningen i regionen over de kommende år.

2 Status for opvarmning i hovedstadsregionen

Varmeforbruget i hovedstadsregionen adskiller sig fra det øvrige Danmark ved at være lavere end landsgennemsnittet pr. indbygger, mens andelen af fjernvarme og især naturgasfyr er højere i hovedstadsregionen.

Figuren nedenfor giver et billede af, hvordan varmeforsyningen er fordelt på tværs af regionens 29 kommuner. Det fremgår, at nogle kommuner (f.eks. København og Frederiksberg) har en meget stor fjernvarmedækning, mens andre kommuner kun har meget begrænset udbredelse af fjernvarme. Pga. den relativt høje befolkningstæthed i regionen er mange af de individuelt opvarmede huse forsynet med naturgas.



Figur 1: Varmeforbrug i hovedstadsregionen.

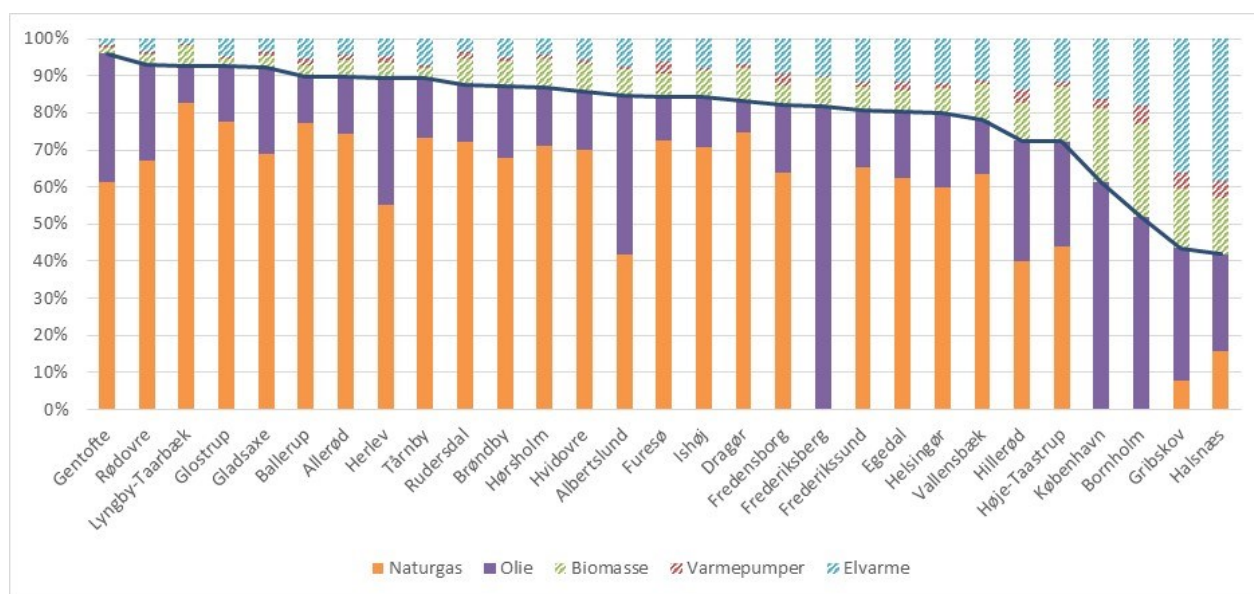
2.1 Individuel opvarmning

Som nævnt ovenfor betyder den relativt tætte bebyggelse i hovedstadsregionen, at der er udlagt naturgasforsyning til mange af de huse, som ikke er opvarmet med fjernvarme. Der er imidlertid fortsat en del huse, som er opvarmet med olie, og desuden er der fortsat elvarme, særligt i sommerhusområderne i den nordlige del af regionen. Tabellen nedenfor giver et overblik over fordelingen.

Opvarmningskilde	Nettovarmebehov (PJ)
Naturgas	13,3
Olie	5,5
Biomasse	1,8
Varmepumpe	0,4
Elvarme	2,2

Tabel 1: Fordeling af opvarmningskilde for individuelt opvarmede huse i hovedstadsregionen i 2012.

Nedenstående figur viser fordelingen af varmeforsyningsform for individuelt opvarmede huse i hovedstadsregionen på tværs af regionens 29 kommuner.



Figur 2: Fordeling af individuel opvarmning i regionens 29 kommuner.

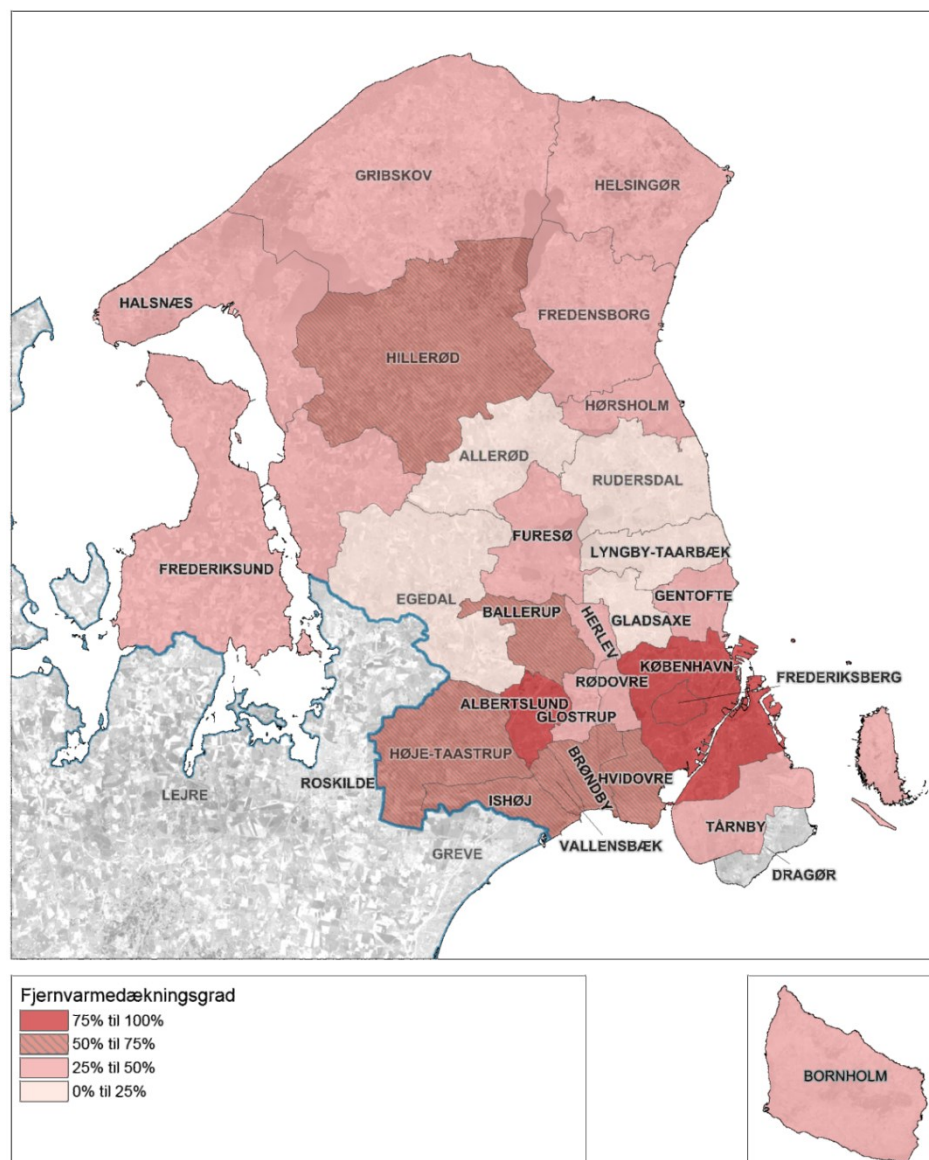
2.2 Fjernvarmeforbrug og -dækningsgrad

Fjernvarmeforbruget (an forbruger) fordelt på kommuner samt samlet for kommunerne i hovedstadsregionen fremgår af tabellen nedenfor.

Kommune	Fjernvarmeforbrug, an forbruger (TJ)	Kommune	Fjernvarmeforbrug, an forbruger (TJ)
Albertslund	1.001	Halsnæs	401
Allerød	65	Helsingør	666
Ballerup	940	Herlev	620
Bornholm	744	Hillerød	1.040
Brøndby	921	Hvidovre	1.059
Dragør	0	Høje-Taastrup	993
Egedal	152	Hørsholm	335
Fredensborg	297	Ishøj	292
Frederiksberg	2.489	København	15.724
Frederikssund	345	Lyngby-Taarbæk	223
Furesø	270	Rudersdal	287
Gentofte	1.067	Rødovre	453
Gladsaxe	625	Tårnby	587
Glostrup	248	Vallensbæk	193
Gribskov	325	Hovedstadsregionen	32.362

Tabel 2: Fjernvarmeforbrug fordelt på kommuner samt samlet for kommunerne i hovedstadsregionen for 2012. Fjernvarmeforbruget er ikke graddagekorrigeret i tabellen. Foretager man en graddagskorrektur er fjernvarmeforbruget i Hovedstadsregionen 31.969 TJ an forbruger.

Figuren nedenfor illustrerer de 29 kommuners fjernvarmedækningsgrad grafisk.



Figur 3: Geografisk oversigt over fjernvarmedækningsgrad på kommuneniveau (baseret på varmeforbrug) for 2012.

Dækningsgraden er defineret som nettovarmebehovet til bygninger forsynet med fjernvarme delt med nettovarmebehovet til alle bygninger. København og Frederiksberg kommuner har en fjernvarmedækningsgrad på mere end 90 %. Dragør Kommune har ingen fjernvarmeforsyning. Den gennemsnitlige fjernvarmedækningsgrad for kommunerne i hovedstadsregionen er ca. 58 %.

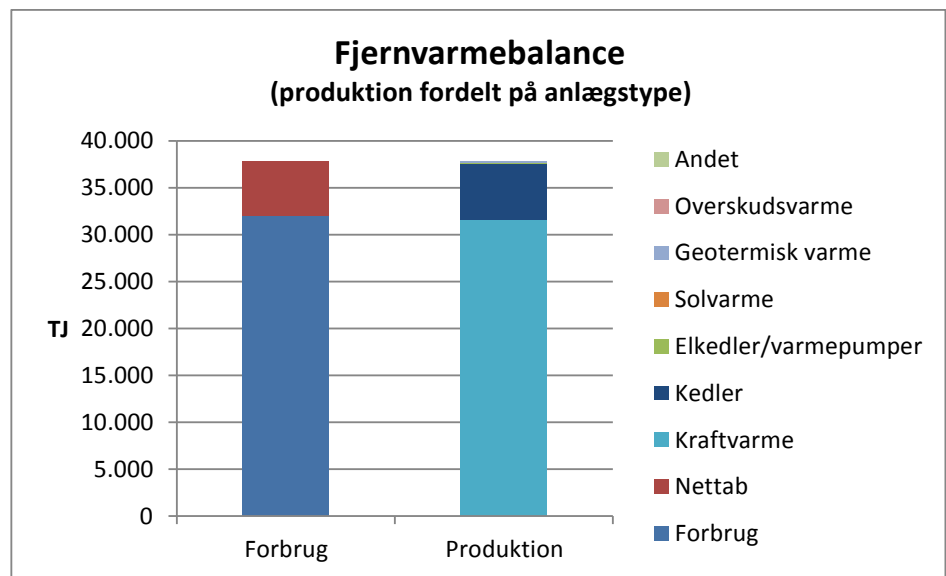
Fjernvarmedækningsgraden fordelt på kommuner samt samlet for kommunerne i hovedstadsregionen fremgår af tabellen nedenfor.

Kommune	Fjernvarme-dækningsgrad	Kommune	Fjernvarme-dækningsgrad
Albertslund	92%	Halsnæs	33%
Allerød	8%	Helsingør	35%
Ballerup	52%	Herlev	50%
Bornholm	43%	Hillerød	50%
Brøndby	73%	Hvidovre	57%
Dragør	0%	Høje-Taastrup	61%
Egedal	13%	Hørsholm	32%
Fredensborg	26%	Ishøj	51%
Frederiksberg	92%	København	96%
Frederikssund	26%	Lyngby-Taarbæk	10%
Furesø	33%	Rudersdal	13%
Gentofte	34%	Rødovre	40%
Gladsaxe	25%	Tårnby	37%
Glostrup	33%	Vallensbæk	50%
Gribskov	26%	Hovedstadsregionen	57%

Tabel 3: Fjernvarmedækningsgraden fordelt på kommuner samt samlet for kommunerne i hovedstadsregionen for 2012.

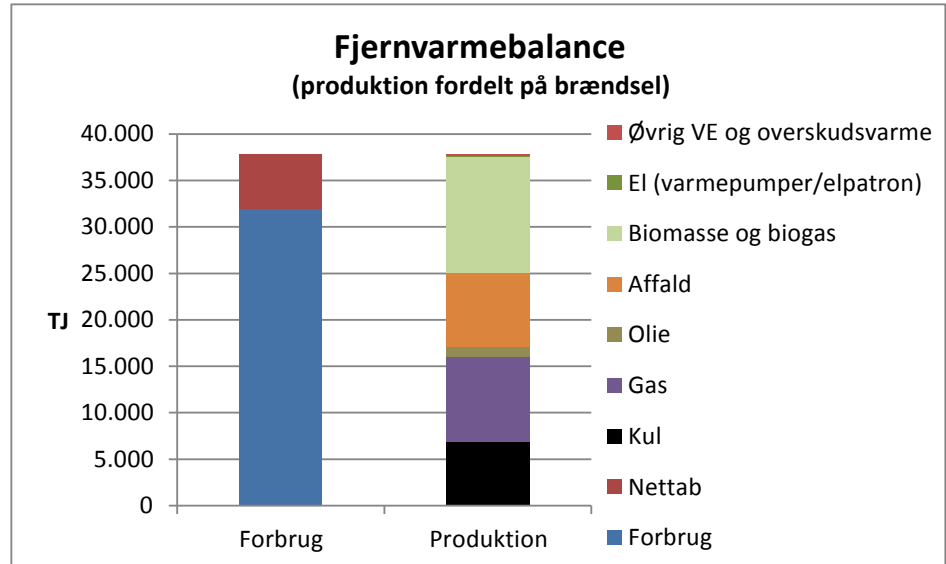
2.3 Fjernvarmeproduktion

Der er opstillet en balance for fjernvarmeforbrug og –produktion for kommunerne i hovedstadsregionen, hvilket fremgår af figuren nedenfor (produktion fordelt på anlægstype).



Figur 4: Fjernvarmebalance (forbrug og produktion af fjernvarme) samlet for kommunerne i hovedstadsregionen for 2012. Produktionen er fordelt på anlægstyper.

Fjernvarmeproduktionen er næsten udelukkende baseret på kraftvarme- og til dels kedelanlæg. Fjernvarmeproduktionen fordelt på brændsler fremgår af figuren nedenfor.



Figur 5: Fjernvarmebalance (forbrug og produktion af fjernvarme) samlet for kommunerne i hovedstadsregionen for 2012. Produktionen er fordelt på brændsler.

Det største bidrag kommer fra biomasse, og her spiller de to store kraftværksblokke Avedøreværkets blok 2 og Amagerværkets blok 1 en væsentlig rolle med deres anvendelse af træpiller. Herudover er fjernvarmeproduktionen nogenlunde ligeligt fordelt på affald, naturgas og kul. Fjernvarmeproduktio-

nen fra affald er betydelig, da tre af landets største affaldsforbrændingsanlæg, Nordforbrænding, Vestforbrænding og ARC, ligger i regionen, og endvidere forsyner forbrændingsanlægget KARA/NOVEREN i Roskilde også det sammenhængende storkøbenhavnske net. Naturgas anvendes i udbredt grad i de centrale kraftvarmeområder i Nordsjælland.

2.4 Fjernvarmesystemer

Der er i hovedstadsregionen 28 fjernvarmesystemer. Hvert fjernvarmesystem består af en eller flere producenter, der leverer fjernvarme til et eller flere forsyningsselskaber. I de store systemer bindes flere distributionsnet sammen af transmissionsledninger. De fleste fjernvarmesystemer i regionen består af en eller få producenter, der leverer fjernvarme til et enkelt forsyningsselskab i en kommune. Nogle kommuner har flere uafhængige fjernvarmesystemer, og der er enkelte større fjernvarmesystemer i regionen. Sammenhængen mellem fjernvarmenet, forsyningsselskaber og kommuner er relevant, fordi det afgør, hvordan brændselsforbruget til fjernvarme og kraftvarme fordeler sig kommunerne i mellem.

Tabellen nedenfor viser en oversigt over hvilke fjernvarmenet, der er i hovedstadsregionen samt hvilke kommuner, der forsynes herfra.

Kommune	Fjernvarmenet
Albertslund	Storkøbenhavns Fjernvarme
Allerød	Allerød Fjernvarme Lillerød Øst Fjernvarme
Ballerup	Storkøbenhavns Fjernvarme
Bornholm	Rønne Fjernvarme Neksø Fjernvarme Klemensker Fjernvarme Aakirkeby og Lobbæk Fjernvarme Hasle Fjernvarme
Brøndby	Storkøbenhavns Fjernvarme
Egedal	Egedal Fjernvarme Smørumnede Fjernvarme Slagslunde
Fredensborg	Nordøstsjælland Fjernvarme Humblebæk Fjernvarme
Frederiksberg	Storkøbenhavns Fjernvarme
Frederikssund	Frederikssund Fjernvarme Jægerspris Fjernvarme Slangerup Fjernvarme Skudelev Fjernvarme Kyndby Fjernvarme
Furesø	Hillerød-Farum-Værløse Storkøbenhavns Fjernvarme
Gentofte	Storkøbenhavns Fjernvarme
Gleedsø	Storkøbenhavns Fjernvarme
Glostrup	Storkøbenhavns Fjernvarme
Gribskov	Helsingør Fjernvarme Gilleleje Fjernvarme Græsted Fjernvarme Vejby-Tisvilde
Halsnæs	Frederiksværk Fjernvarme Hundested Fjernvarme
Helsingør	Nordøstsjælland Fjernvarme
Herlev	Storkøbenhavns Fjernvarme
Hillerød	Hillerød-Farum-Værløse Skævinge Fjernvarme Meløse-St.Lyngby Gørøse
Hvidovre	Storkøbenhavns Fjernvarme
Høje-Taastrup	Storkøbenhavns Fjernvarme
Hørsholm	Nordøstsjælland Fjernvarme
Ishøj	Storkøbenhavns Fjernvarme
København	Storkøbenhavns Fjernvarme
Lyngby-Taarbæk	DTU-Holte-Nærum Fjernvarme
Rudersdal	Nordøstsjælland Fjernvarme DTU-Holte-Nærum Fjernvarme
Rødovre	Storkøbenhavns Fjernvarme
Tårnby	Storkøbenhavns Fjernvarme
Vallensbæk	Storkøbenhavns Fjernvarme

Tabel 4: Fjernvarmesystemer fordelt på kommuner i hovedstadsregionen.

Herunder følger en kort beskrivelse af de fjernvarmenet, der leverer fjernvarme til mere end en kommune/forsyningsselskab.

Storkøbenhavns Fjernvarme

Fjernvarmesystemet i Storkøbenhavn består af de to transmissionsselskaber VEKS (Vestegnens Kraftvarmeselskab) og CTR (Centralkommunernes Transmissionsselskab), der leverer fjernvarme til distributionsselskaber i 17 kommuner. Af disse 17 kommuner, ligger 13 af dem i hovedstadsregionen og de resterende i Region Sjælland. Varmen produceres af de storkøbenhavnske centrale kraftvarmeverker (ejet af HOFOR og DONG Energy), affaldsforbrændingsanlæg samt en række reserve- og spidslastenheder. De fleste produktionsanlæg leverer udelukkende varme til VEKS og CTR. Dog har Vestforbrænding egen forsyning, ligesom en del af HOFOR's forsyning kommer direkte fra H.C. Ørsted Værket og Svanemølleværket.

Vestforbrænding leverer dels fjernvarme til VEKS og CTR og dels fjernvarme til egne forsyningsområder i fire kommuner (Både CTR og Vestforbrænding forsyner Gladsaxe). Da udvekslingen af fjernvarme mellem Vestforbrænding og VEKS/CTR er betydelig antages Vestforbrænding og Storkøbenhavns fjernvarmenet at fungere som et samlet system.

Værløse er både koblet på Vestforbrændings eget distributionsnet samt på Hillerød-Farum-Værløse fjernvarmesystemet. Da Værløse overvejende forsynes med fjernvarme fra Vestforbrænding antages Værløse at være en del af Storkøbenhavns fjernvarmenet.

Hillerød-Farum-Værløse

Hillerød-Farum-Værløse fjernvarmenettet går fra Hillerød Kommune til Furesø Kommune. Transmissionsledningen går gennem Allerød Kommune, men forsyner ikke kommunen.

Som nævnt ovenfor antages Værløse at være tilknyttet Storkøbenhavns fjernvarmenet – og ikke Hillerød-Farum-Værløse – da Værløse forsynes fra Vestforbrænding.

Nordøstsjælland Fjernvarme

Nordøstsjællands fjernvarmesystem forsyner fire kommuner med fjernvarme. Fjernvarmen kommer primært fra Nordforbrænding og Helsingør Kraftvarmeverk. Nordøstsjællands fjernvarmesystem er koblet sammen med det mindre fjernvarmesystem Humlebæk fjernvarme. Humlebæk fjernvarme vurderes dog at modtage en betydelig del af fjernvarmeforsyningen fra Nordøstsjæl-

lands fjernvarmesystem, og Humlebæk Fjernvarme opfattes derfor i analyserne som en del af Nordøstsjælland's fjernvarmesystem.

DTU-Holte-Nærum fjernvarmesystemet

DTU-Holte-Nærum fjernvarmesystemet forsyner to kommuner med fjernvarme. Nettet er koblet på Nordøstsjælland's fjernvarmesystem, og der sker særligt om sommeren en udveksling mellem de to net, drevet af overskydende varme fra Nordforbrændings affaldsforbrændingsanlæg.

Tilknytning til naboregionen

VEKS forsyner fire kommuner i Region Sjælland: Roskilde, Greve, Solrød og Køge. Herudover er der ingen fjernvarmeudveksling mellem Region Hovedstaden og naboregionen.

3 Regulering og rammer

Energiforbrug og –produktion i forbindelse med opvarmning er underlagt lovgivning, afgifter og tilskud, som har stor betydning for udviklingen af dette område i hovedstadsregionen. I det følgende beskrives disse vigtige rammer nærmere med fokus på afgifter, tilskud, elmarkedet og CO₂-kvotemarkedet samt varmemforsyningsloven.

3.1 Afgifter

Det danske afgiftssystem på energiområdet består af historiske grunde af en blanding af afgifter på udbudssiden og på efterspørgselssiden. Energiafgift, CO₂-afgifter, samt diverse tilskud og rådighedsbeløb er de vigtigste. Hertil kommer virkningerne af EU's kvotehandelssystem for CO₂.

I Danmark tillægges afgifter på energivarer. Der pålægges afgifter af fiskale årsager og af hensyn til politiske målsætninger om miljø og forsynings sikkerhed. For varmemforsyningen er de vigtigste afgifter og tilskud: Energiafgifter, CO₂-afgifter, eltilskud og for affald affaldsforbrændingsafgift og affaldsvarmeafgift. Dertil kommer virkningen af EU's CO₂-kvotesystem.

Såvel afgifter som eltilskud har indflydelse på omkostningerne ved varmeproduktion på kraftvarmeanlæg og rent varmeproducerende anlæg, og de har derfor afgørende betydning for konkurrencedygtigheden af forskellige varmeproducerende teknologier.

Som udgangspunkt tillægges afgifterne direkte på brændslet. For el tillægges afgift dog i forbrugsleddet, og el tillægges med få undtagelser ikke afgifter i produktionsleddet. El er en vare, der handles over grænser, og afgifter i forbrugsleddet stiller danske elproducenter lige med elproducenter i nabolandene. Desuden gælder CO₂-kvoteordningen også hele brændselsforbruget for de kvoteomfattede virksomheder (se i øvrigt afsnit 3.4 for mere om CO₂-kvoteordningen).

Produktion af varme tillægges energiafgift og CO₂-afgift i produktionsleddet. For ren varmeproduktion er det relativt enkelt, mens det for kraftvarme er det mere vanskeligt. Her går en del af brændslet til elproduktion og en del til varmeproduktion, og det er derfor nødvendigt med en fordelingsnøgle til, hvordan brændslet til el og til varme fordeles. Det er afgørende for aktørernes incitament, hvordan afgiften fordeles mellem el- og varme. Det er på ingen

måde entydigt, hvordan brændslet fordeles mellem el- og varme, og det har da også gennem historien været genstand for stor debat.

Kraftvarmeanlæg kan få reduceret elafgift, såfremt der benyttes elpatron eller varmepumpe til varmeproduktion, samt fritagelse for PSO-afgift. Tilsvarende nedsættes energiafgift samt CO₂-afgift, såfremt der produceres varme på kedler, der leverer til fjernvarmenet, hvor hovedparten af varmen kan forsynes fra kraftvarmeanheder. Disse lempelser blev gennemført i forbindelse med den såkaldte elpatronlov for at hjælpe til at integrere vindkraft.

Afgiftssatserne gældende fra 2015 ses i tabellen nedenfor.

2015	Standardsatser	Enhed	Sats efter elpatronloven	CO ₂ -sats	Enhed
Kul	54,5	kr./GJ	45,4	13,5	kr./GJ
Naturgas	54,5	kr./GJ	45,4	9,7	kr./GJ
Gasolie	54,5	kr./GJ	45,4	12,6	kr./GJ
Fuelolie	54,5	kr./GJ	45,4	13,3	kr./GJ
Affald	18,9	kr./GJ	-	-	kr./GJ
Elektricitet	105,6	kr./GJ	58,9	-	kr./GJ

Tabel 5: 2015 satser efter elpatronloven. Bemærkning: Standardsatsen refererer til den gældende sats uden elpatronloven for opgjort energiforbrug. Se tabel 1 for uddybelse af afgiften på affald. Da fjernvarmeproducenterne reelt selv kan vælge mellem standardsatsen for CO₂ og CO₂-afgiftsloftet på 13,5 kr./GJ efter elpatronloven viser tabellen ovenfor den mindste af de to for hvert brændsel. Satserne for CO₂ er konverteret til samme enhed, kr./GJ for sammenlignelighedens skyld.

3.2 Afgifter og kraftvarme

For kraftvarme betales energi- og CO₂-afgift kun af den del af brændslet, der går til varmeproduktion. Elproduktionen er afgiftsfritaget i produktionsleddet. Tidligere var der forskellige vilkår for, hvordan afgiften fordeles mellem el- og varme for de decentrale og for de centrale værker, men dette er ændret fra 1. januar 2010, så der gælder samme regler for decentral og centrale værker. Det gælder, at el- og varmeproduktion fordeles enten efter den såkaldte E- eller V- formel. Der kan vælges mellem V- og E-formlen hvert år. Den del af brændslet, der skal svares energi- og CO₂-afgift af, beregnes som vist nedenfor:

- V-formel: $\text{Varmeproduktion} / 1,2$
- E-formel: $1 - \text{Elproduktion} / 0,67$

3.3 Eltilskud

Der gives eltilskud til naturgasfyret decentral kraftvarme og til anden miljøvenlig elproduktion (vedvarende energi). Baggrunden for eltilskuddet er øn-

sket om at fremme miljøvenlige brændsler til elproduktion. Uden elproduktionsstilskud er der – på grund af brændselsafgifterne – et markant incitament til alene at anvende biomasse til varmeproduktion. Elproduktionstilskuddet øger incitamentet til at anvende biomasse til elproduktion.

Til decentral kraftvarme gives et produktionsuafhængigt tilskud i 2004-2019 til eksisterende anlæg over 5 MW_{el}, mens eksisterende anlæg under 5 MW_{el} fortsat kan afregne efter den såkaldte treledstarif. Treledstariffen udfases dog samtidig med det produktionsuafhængige tilskud ca. 2018. Treledstariffen og Det produktionsuafhængige tilskud er et væsentligt bidrag til værkernes økonomi, og for de naturgasfyrede kraftvarmeanlæg er det en betydelig udfordring, at denne ordning udløber inden for få år.

For biomasse, biogas og affald gælder særlige elafregningsregler. Med energiaftalen fra 2008 er der indført ændrede tilskudsregler for anvendelse af biomasse på centrale kraftværksanlæg, således at tilskuddet bliver 15 øre/kWh. Det samme tilskud gælder for anvendelse af fast biomasse på decentrale kraftvarmeanlæg.

3.4 CO₂-kvotesystemet

Inden for EU gælder CO₂-kvotesystemet. Den første prøveperiode gjaldt for årene 2005 – 2007, og den første egentlige periode var gældende for årene 2008 – 2012. Alle virksomheder omfattet af kvotesystemet skal have en udledningstilladelse og skal hvert år returnere CO₂-kvoter svarende til den totale udledte mængde CO₂.

For energiproduktionsanlæg gælder det, at alle anlæg over 20 MW indfyret er omfattet af kvotesystemet. Tilladelser (kvoter) kan erhverves på to måder:

- Modtages af staten efter gældende allokeringsplan (gratis kvoter eller auktionering)
- Handles på markedet

Prisen på CO₂-kvoter er i dag er ca. 50 kr./ton (7 Euro/ton). Figuren nedenfor viser den historiske prisudvikling for CO₂-kvoter i det europæiske kvotesystem.



Figur 6. CO₂-kvoteprisen april 2008 – februar 2015.

3.5 Nettariffer og PSO-tarif

Ud over spotprisen på el skal varmepumper også betale nettariffer til det lokale elseskab og til Energinet.dk. Dertil kommer PSO-tarif. Dog kan der slippes for at betale PSO-tarif, hvis det vælges at tage elpatronloven i anvendelse.

Energinet.dk opkræver en såkaldt PSO-tarif. Denne dækker omkostninger til miljøvenlig elproduktion (vindmøller, decentral kraftvarme m.m.) og opkræves som en fast tarif, der justeres hvert kvartal. Da en del af omkostningerne gives som et tilskud ud over spotprisen, falder PSO-omkostningerne, når spotpriserne er høje (og omvendt). Også forskning i miljøvenlig elproduktion m.m. dækkes af PSO-tariffen. Aktuelt er PSO-tariffen 21,1 øre/kWh i Østdanmark, 1. kvartal 2015).

I forhold til at anvende el til varme er det en udfordring, at der ikke alene skal betales energiafgift og PSO-afgift, men også nettariffer. Elpatronloven reducerer energiafgiften for el anvendt til varme i forbindelse med fjernvarme med kraftvarme og fritager for PSO-afgiften. Nettariffen består af en tarif for distribution og en tarif for transmission. Der er stor variation i distributionstarifferne, men samlet set ligger transmissions og distributionstarif på ca. 35 øre/kWh i starten af 2015.

3.6 Varmeforsyningsloven

Varmeforsyningsloven regulerer varmeplanlægningen, hvor kommunerne er ansvarlige for godkendelse af projekter for kollektiv varmeforsyning. Planlægningen baserer sig på samfundsøkonomiske kriterier, og kommunerne skal godkende de samfundsøkonomisk bedste projekter. Det er dog også et krav,

at både selskabs- og brugerøkonomi inddrages i vurderingen af projekterne. Ifølge loven skal varmeproduktion som udgangspunkt produceres i samproduktion med elektricitet, og der er begrænsninger med hensyn til, hvilke brændsler der må anvendes på anlæg omfattet af loven.

Varmeforsyningsloven giver generelt kommunerne mulighed for at beslutte tilslutningspligt til kollektiv varmeforsyning – en mulighed som er benyttet af en række kommuner i hovedstadsområdet. Der er mulighed for at blive fritaget fra tilslutningspligten, fx ved lavenergibyggeri.

Desuden fastlægger loven, at kollektive varmeforsyningsanlæg er underlagt betingelser om indregning af nødvendige omkostninger i varmeprisen ("hvile-i-sig-selv" princippet).

Kraftvarmekrav

Ved etablering eller udvidelse af fjernvarmeforsyning i et område er der regler for, hvilke brændsler, der kan vælges. Er der tale om kraftvarmeproduktion er der i realiteten frit brændselsvalg. For produktion på varmekedler (dvs. uden samproduktion af el) i naturgasområder og centrale kraftvarmeområder er man begrænset til at anvende afgiftsbelagte brændsler (naturgas, mineralisk olie, kul). Uden for disse er det muligt at bruge biomasse, affald, biogas, lossepladsgas og andet forgasset biomasse (ikke afgift belagte brændsler) på kedler. Solvarme er tilladt i alle områder, fordi der ikke er tale om et brændsel.

Kommunalbestyrelsen kan kun godkende anvendelsen af afgiftsfrie brændsler til ren varmeproduktion i naturgasområder og centrale kraftvarmeområder i følgende situationer:

- Hvis spids- og reservelastkedlerne udbygges, fordi der er tale om et øget varmebehov. Det gælder dog ikke, hvis anlægget dimensioneres til at kunne dække mere end det øgede varmebehov.
- Hvis kedlerne etableres i tilknytning til en eksisterende kraftvarmeproduktion med biogas, lossepladsgas og lignende - dvs. hovedbrændslet er i forvejen afgiftsfritaget.
- Eller hvis fjernvarmeværket hvis varmepris er blandt de 85 højeste jf. Energitilsynets varmeprisstatistik, og at anlægget har en kapacitet på maksimalt 1 MW.

De relativt høje afgifter på fossile brændsler i kombination med ovenstående regulering betyder bl.a., at naturgasforsynede fjernvarmesystemer i vidt omfang søger at substituere naturgas med solvarme. Fjernvarmeværkerne kan også vælge at skifte til biomasse kraftvarme, men det mest interessant for

større fjernvarmesystemer, da de små biomassekraftvarmeanlæg er forholdsvis dyre.

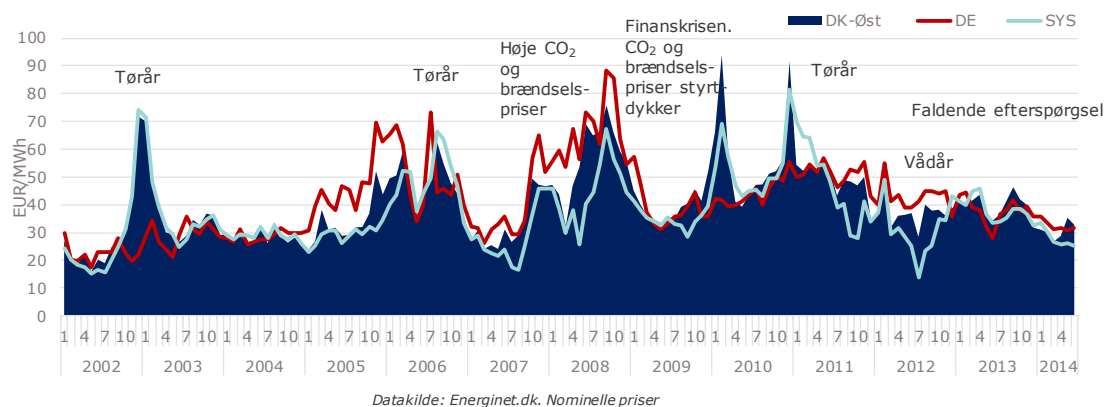
3.7 Elmarkedet

I modsætning til varmemforsyningen er elforsyningen liberaliseret, dvs. at produktion og handel med el er konkurrenceudsat. Da kraftvarmen binder el og varme tæt sammen, har udviklingen på det nordiske elmarked stor betydning for kraftvarmesektoren. Den såkaldte "nordiske" eller "europæiske" elmarkedsmodel betyder, at der på basis af udbud og efterspørgsel dannes en elspotpris hver time året rundt. Spotprisen skal i princippet give tilstrækkelig indkomst til, at kraftværksselskaber finder det attraktivt at investere i ny kraftværkskapacitet, når der er behov for det.

Danmark har stærke eltransmissionsforbindelser til nabolandene, og der er planer om fortsat udbygning af disse. I Figur 7 nedenfor ses elprisudviklingen i Østdanmark sammenlignet med den nordiske systempris og prisen i Tyskland (DE). Figuren viser, at elpriserne er stærkt svingende, samt at der er en betydelig sammenhæng mellem prisudviklingen i de forskellige områder.

Det er traditionelt omkostningsstrukturen på de termiske kraftværker samt udbud af vandkraft fra især Norge og Sverige, der har størst betydning for prisdannelsen i det nordiske område. I de senere år har de stigende mængder vindkraft presset priserne nedad, når det blæser, og medvirket til mere uforudsigelige prissvingninger. I det hele taget er der usikkerhed om elprisens udvikling på sigt, også fordi selve den grundlæggende markedsmodel er til debat over hele Europa i disse år. Det skyldes, at der er rejst spørgsmål om, hvorvidt elmarkedet i sin nuværende udformning kan tiltrække nødvendige investeringer i produktionskapacitet.

Udviklingen i elmarkedet peger på, at kraftvarmeproduktion ikke får samme fordelagtige økonomi som tidligere vurderet, hvor varmen fra kraftværkerne blev anset som et billigt "overskudsprodukt".



Figur 7: Spotmarkedspriser (systempriser samt priser i Østdanmark og i Tyskland) 2006-2013.
Kilde: Markedsdata fra Energinet.dk's hjemmeside.

4 Individuel opvarmning: Teknologier og omkostninger for omstilling til grøn varme

Størsteparten af varmemeforbrugere i hovedstadsregionen forsynes med fjernvarme fra det kollektive net. Der er dog en del forbrugere, der har individuel forsyning. Der er primært tale om forbrugere i de naturgasfyrede områder, men også olie, biomasse og el anvendes til individuel forsyning.

Da fjernvarmen i hovedstadsområdet er omkostningseffektiv og miljørigtig, kan der være god økonomi og miljømæssige gevinster ved at konvertere individuel opvarmning til fjernvarme for mange forbrugere. I den forbindelse er det afgørende, hvad omkostningerne er til tilslutning af individuelle forbrugere, og hvad omkostningerne er ved eksisterende eller nye individuelle anlæg.

Der er i denne rapport set på følgende individuelle forsyningsformer:

- Jord/vand varmepumpe
- Luft/vand varmepumpe
- Luft/luft varmepumpe
- Biomasse i form af træpillekedel

I det følgende beskrives hver af teknologierne, og det ridses op, hvilke muligheder og barrierer, der kan være ved hver af teknologierne.

4.1 Varmepumper

Varmepumper til individuel forsyning med varme anvender normalt elektricitet som drivmiddel og omsætter omgivelsesvarme – enten i form af varme fra jorden eller luften til et højere temperaturniveau til brug for opvarmningsformål.

Jord/vand varmepumpe

I jord/vand-varmepumper eller jordvarmepumpeanlæg er varmeoptageren en væske, der optager varmen fra f.eks. jorden og leverer varmen til varmepumpen. Fra varmepumpen afgives varmen via et varmeafgiversystem til rumopvarmning og til opvarmning af varmt af brugsvand. Varmeafgiversystemet består normalt af et radiatoranlæg og en varmtvandsbeholder.

Jordvarmeanlægget er det mest effektive varmepumpeanlæg af de relevante typer for boliger, og anlægget egner sig principielt til næsten alle typer huse. Effektiviteten afhænger bl.a. af fremløbstemperaturen i varmeafgiversyste-

met, temperaturen ved varmeoptagelsen (jordtemperaturen) og styringen af varmepumpen. Lave fremløbstemperaturer giver en højere effektivitet (COP). Det kan dog i visse tilfælde være vanskeligt at opnå en lav fremløbstemperatur, hvis radiatorsystemet er designet til en højere temperatur og derfor ikke har tilstrækkeligt store varmeafgivere til at kunne håndtere en lavere temperatur.

Jordvarme adskiller sig således fra de øvrige typer varmepumper ved, at der optages omgivelsesvarme fra jorden via udlagte jordslanger - i Danmark som oftest via horisontale jordslanger, men fx i Sverige er vertikale jordslanger også forholdsvis udbredt. Jordvarmepumper (især med vandrette slanger) kræver stort jordareal, hvilket kan være en barriere for boliger med en mindre grund.

Varmepumper (især jordvarme) har høje investeringsomkostninger, hvilket kan være barriere, da nogle husejere kan have vanskeligt ved at finde finansiering til varmepumpen.

Luft/vand-varmepumpe

I en luft/vand-varmepumpe foregår varmeoptaget fra udeluften, og effektiviteten er derfor lavere for jordvarme. Til gengæld er det ikke nødvendigt at etablere jordslanger, og investeringen er derfor billigere.

Varmepumper er typisk dimensioneret til at dække 95-98 % af varmebehovet og har derfor en indbygget elpatron, som slår til, når varmepumpen ikke kan følge med. Dvs. i meget kolde vintermåneder, og når der benyttes mere varmt brugsvand end normalt.

En luft/luft-varmepumpe

En luft/luft varmepumpe eller en såkaldt ventilationsvarmepumpe, der tilkobles udsugningsluften i ventilationssystemet og benyttes alene til rumopvarmning. Den vil derfor skulle suppleres med anden form for brugsvandsopvarmning, f.eks. vha. en elpatron. Luft/luft varmepumpen er billigere i investering end de ovenstående to typer for varmepumper.

Væsentlige barrierer for etablering af luft/luft varmepumper kan være æstetik (både/ude og indedel af varmepumpe), støjgener fra både inde- og udedel eller fordeling af rumvarmen inde i huset. Gamle huse vil typisk ikke have et ventilationssystem, som luft/luft varmepumpen kan tilsluttes.

4.2 Træpillefyr

Hvis brændslet skal være biomasse, er individuelle træpillefyr det eneste oplagte alternativ. Finansieringsomkostningen for et træpillefyr er ca. 20 % højere end for et nyt oliefyr. Samtidig kræver et træpillefyr mere plads end et olie- eller naturgasfyr, da selve anlægget fylder mere, og der desuden skal være plads til opbevaring af brændslet. Afhængigt af den enkelte boligs indretning kan pladskravet medføre behov for ekstra investeringer. Lagringen af træpiller kan dog også placeres på et udendørs areal og dermed reducere investeringsbehovet.

For et træpillefyr skal desuden påregnes ekstra arbejde i forhold til den daglige drift. Et træpillefyr skal typisk fyldes en til to gange om ugen, og asken skal tømmes. Hvor ofte asken skal tømmes, afhænger af typen af træpillefyr og kan variere fra en gang om måneden til en gang om året.

Der kan i nogle tilfælde være barrierer for at etablere et træpillefyr:

- Hvis der ikke er nok plads til selve fyret inkl. magasin til træpiller.
- Hvis der ikke er nok plads til et træpillelager
- Hvis det ikke er muligt for brugerne at foretage den nødvendige servicering i form af aksetømning og påfyldning af træpiller.

4.3 Økonomi for individuelle forsyningsløsninger

I SEP scenarierapporten er der beskrevet økonomi for de forskellige varme-produktionsteknologier med udgangspunkt i aktuelle energi og CO₂-omkostninger samt Energistyrelsens forventninger for 2025.

5 Fjernvarme: Teknologier og omkostninger for omstilling til grøn varme

Hvis der skal etableres ny varmeproduktionskapacitet i hovedstadsregionen, er der flere mulige teknologier, herunder:

- Naturgas/grøn gas anvendt i single cycle eller combined cycle anlæg
- 100 % biomasse i varmekedler eller dampturbineanlæg; Enten som ombygget kulkraftværk, nyt støvfyrer anlæg, ristefyrer anlæg eller CFB-anlæg
- Nye affaldsforbrændingsanlæg
- Biogasanlæg baseret på affald
- Geotermi
- Solvarme
- Varmepumper eller elpatroner

I dette kapitel gennemgås teknologierne kort. For en nærmere beskrivelse af de pågældende teknologier henvises til Energistyrelsens teknologikatalog fra 2012, revideret oktober 2013.

5.1 Gasfyret combined cycle eller single cycle anlæg

I gasfyrede anlæg kan anvendes enten naturgas, opgraderet biogas eller andre grønne gasser, alt efter hvad der er tilgængeligt i naturgasnettet.

I Danmark er der i dag omkring 150 biogasanlæg i drift, som primært anvender gylle, spildevandsslam og biologisk affald fra industrier. Disse anlæg producerer samlet set ca. 4 PJ/år. Energistyrelsen har anslået et samlet potentiale af biogasproduktionen i Danmark på ca. 40 PJ baseret på affaldsprodukter fra landbruget, industrien og husholdningerne. Hvis dette realiseres, vil langt fra al biogassen kunne anvendes lokalt til kraftvarme, og en større del kan derfor fx opgraderes til SNG (synthetic natural gas), og sendes ind på det eksisterende naturgasnet. Herved opstår muligheden for at købe grøn gas fra naturgasnettet.

Der kan også produceres SNG til naturgasnettet ved hjælp af methanisering og opgradering af andre grønne gasser fra fx forgasning af biomasse eller elektrolyse.

I et combined cycle anlæg udnyttes gas til el- og varmeproduktion i en proces, hvor gasturbineteknologien kombineres med dampturbineteknologien. I gas-

turbinen afbrændes gas, og der produceres el. Røggassen fra gasturbinen har høj temperatur og anvendes efterfølgende til at producere damp med høj temperatur og tryk, der efterfølgende anvendes i en dampturbine til at producere el og varme.

I et combined cycle anlæg kan der opnås meget høje elvirkningsgrader (omkring 60 %). Anlæggene er billigere i investering end f.eks. store, kulfyrede kraftværker, men brændslet er til gengæld noget dyrere.

Et single cycle anlæg har lavere elvirkningsgrad, men samtidig væsentligt lavere investeringsomkostninger, da der ikke er nogen dampturbine. Disse anlæg er derfor meget velegnede, hvis der forventes færre driftstimer.

5.2 Biomassekraftvarme og -varmekedler

Nyt støvfyret dampturbineanlæg

Et 100 % biomassefyret dampturbineanlæg udnytter samme teknologi som store, centrale kulkraftværker. Biomasse indblæses i en stor kraftværkskedel, hvor det brændes i suspension (svævende), og der produceres damp med høj temperatur og tryk. Dampen anvendes efterfølgende til at producere el i en dampturbine samt fjernvarme.

I et kraftværk af denne type kan der anvendes forskellige biobrændsler. Træpiller er det mest enkle brændsel, da det kan anvendes stort set på samme måde som kul uden særlige behandlingsanlæg. Træpiller har dog en relativt høj pris sammenlignet med kul og andre typer biomasse som træflis og halm. Andre, mere vanskelige former for biomasse kan også anvendes, men da kræves større investering i behandlingsanlæg. Eksempelvis indeholder træflis typisk over 40 % vand, og det skal derfor tørres og findeles, inden det kan fyres ind i en støvfyret kedel.

Ombygning af kulfyrede kraftvarmeværker til biomasse

De store centrale kraftværker på Amager og på Avedøre kan i dag i forskellig grad fyre med kul, olie, naturgas og forskellige typer biomasse.

Siden 2000 har man især i Østdanmark fokuseret på anvendelse af biomasse i pilleform både på Amagerværkets blok 1 og 2 samt på Avedøreværkets hovedkedel på blok 2. Erfaringer fra disse aktiviteter samt erfaringer fra Sverige, Holland og andre lande viser, at det er teknisk muligt at anvende op til 100 pct. træpiller selv på moderne kraftvarmeværker med høje dampdata. Fordele ved træpiller i forhold til andre biobrændsler som fx træflis og halm er, at

de kan håndteres på værker, som er bygget til kulstøvfyring, samt at de er forholdsvist lagerstabile og lette at transportere. Samtidig er der et internationalt marked for træpiller under hastig udvikling, som giver større sikkerhed for leverancer. Ulempen med træpiller er især, at prisen er høj sammenlignet med halm og træflis. En væsentlig udfordring ved omstillingen er sandsynligvis etablering af faciliteter til modtagelse og lagring af træpiller i tilstrækkeligt omfang til at anvende 100 pct. biomasse i en længere periode i vintermånederne. Træpiller fylder ca. dobbelt så meget som kul med det samme energindhold, og de kan ikke opbevares i åbne lagre.

Ifølge Teknologikataloget er investeringen til ombygning af et kulfyret kraftvarmeværk til træpiller 1,36 mio. kr./MW_{el}. Dertil kommer evt. nødvendige omkostninger til levetidsforlængelse, hvor relevant. For AVV1 og AMV3 vil der være ret betydelige omkostninger til levetidsforlængelse, hvis anlæggene skal køre på biomasse frem til ca. 2030, da de på det tidspunkt vil være ca. 40 år gamle.

Ristefyrede anlæg

Fordelene ved ristefyrede kedler er, at det er velafprøvet teknologi, og de er meget fleksible i forhold til hvilke brændsler, der kan anvendes.

Til ulemperne hører, at der er begrænsninger for, hvor store anlæggene kan bygges. Typisk bygges de ikke større end 150 MW indfyret. De mindre anlægsstørrelser gør, at det er begrænset i hvilken grad, det kan betale sig at optimere kraftværksprocessen i forhold til høj elvirkningsgrad. Derfor har ristefyrede anlæg typisk lavere elvirkningsgrad end fx støvfyrede anlæg. Emissionsniveauet fra ristefyrede anlæg er i udgangspunkt højere end for de CFB og støvfyrede anlæg. Dette kan dog løses med rette valg af miljøanlæg.

Mange mindre og mellemstore biomassefyrede kraftvarmeværker i Danmark er baseret på ristefyrede kedler. Det gælder bl.a. Fynsværkets blok 8, Masnedø og Maribo Sakskøbing.

CFB-dampturbineanlæg

Circulating Fluid Bed kedler (CFB-kedler) kan bygges væsentligt større end ristefyrede kedler og har samtidig den fordel, at de er mere brændselsfleksible mht. brændslets fysiske udformning end støvfyrede kedler. Der kan derfor bl.a. anvendes træflis uden forudgående neddeling. Erfaringerne med at anvende halm i CFB-kedler har derimod ikke været gode.

Af ulemper kan nævnes et højere egetforbrug, begrænsede dellastegenskaber samt høj lattergasemission sammenlignet med ristefyring og støvfyring.

Der er ganske få kraftvarmeværker i Danmark, som er baseret på en CFB-kedel. Til gengæld er der bl.a. i Sverige og Finland rigtig mange biomassefyrede CFB-kedler i kraftvarmeværkerne.

Øvrige biomasseteknologier

Ud over kraftvarmeanlæg er det også i visse byer mulighed for anvendelse af biomassekedler uden elproduktion. Denne type anlæg kan nemmere etableres i mindre størrelse med en fornuftig økonomi, da skalafordelen ikke er så stor som for kraftvarmeanlæg.

- Biomasseressourcen (gerne figur med mængder!) – bæredygtighed, priser. Flere værker ønsker at anvende lokal biomasse, men er der nok?
- Elmarkedets risici betyder, at flere selskaber vil afkoble sig elmarkedet og have biomassekedler – er det klogt?

5.3 Affaldsforbrænding

Ny forbrændingskapacitet er nødvendig i de kommende år, primært som erstatning for ældre og udtjente blokke. Dette betyder bl.a., at Nordforbrænding og ARC i disse år er i gang med at opføre nye ovnlinjer på deres affaldsforbrændingsanlæg.

Affaldsforbrændingsanlæg dimensioneres ofte med betydeligt lavere elvirkningsgrader end andre kraftvarmeværker. Dette skyldes forskellige forhold:

- Forbrænding af affald ved høje temperaturer øger risikoen for korrosion og belægninger i højere grad end andre brændsler
- Affaldsforbrændingsanlægs primære opgave er at bortskaffe affald; anlægsejerne er derfor forholdsvis forsigtige i forhold til sekundære funktioner som at producere energi
- Anlæggene modtager betaling for at behandle affaldet; indtægt fra salg af elektricitet er derfor af mindre betydning end for andre kraftvarmeværk
- Anlæggene er mindre, og derfor vil en række tiltag til at øge elvirkningsgraden (fx visse dampudtag og genoverhedning) ikke være lønsomme, ligesom en række komponenter (som fx dampturbiner) har lavere virkningsgrader.

Teknologien er i øvrigt velkendt og veludviklet. Affaldsforbrændingsanlæg har betydeligt højere investeringsomkostninger end biomasseanlæg, bl.a. fordi de

skal være mere brændselsfleksible og i øvrigt udstyres med et betydeligt mere omfattende røggasrensningssystem.

5.4 Biogas fra grønt affald

En stor andel af det danske affald er klassificeret som vedvarende energi, da det i al væsentlighed kun er plasten i affaldet, der oprinder fra fossile brændsler. Som hovedregel er det derfor fordelagtigt at forbrænde affald, hvis man dermed fortrænger kul, olie og naturgas. I de senere år er dog kommet større miljøpolitisk fokus på, at genanvendelsen skal øges og ressourcerne nyttiggøres, herunder den bionedbrydelige af affaldet.

Den bionedbrydelige eller organiske fraktion af husholdningsaffald, affald fra restauranter, kantiner o. lign. samt tilsvarende affald vil kunne omsættes til biogas.

Biogas er en energirig gas, der dannes, når organisk materiale fordøjes af naturligt forekommende tarmbakterier i lukkede, iltfrie tanke. Den producerede biogas kan efterfølgende anvendes f.eks. til produktion af el og varme i kraftvarmeværker. Én af fordelene ved at omsætte affaldet til biogas i stedet for at føre det til forbrænding på affaldsforbrændingsanlæg er, at elvirkningsgraden kan op mod fordobles ved anvendelse på en gasmotor. Dertil muliggør det, at affaldets indhold af næringsstoffer kan recirkuleres.

Det skal bemærkes, gasudbyttet i høj grad afhænger af sammensætningen af det behandlede materiale, hvilket er én af årsagerne til, at omkostningerne ved biogasbaseret energiproduktion er udpræget anlægsspecifikke.

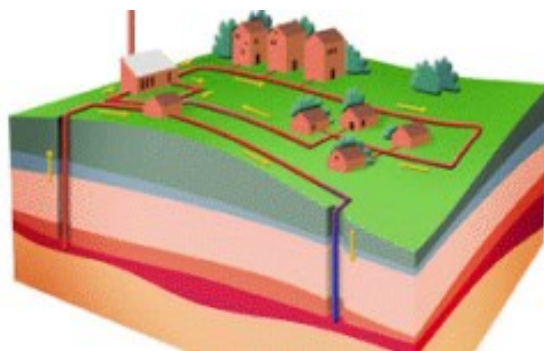
Biogasproduktion baseret på affald har i Danmark hidtil været forbundet med udfordringer. Der har været flere forsøg med udnyttelse af organisk husholdningsaffald i biogasanlæg. I langt de fleste tilfælde er udnyttelsen opgivet pga. problemer med sorteringen, da materialet indeholder for mange urenheder som knive, gafler, plastikposer mv., som giver procesmæssige problemer. Anvendelsen har desuden givet anledning til lugtgener og stiller betydelige krav til hygiejnisering - ligesom for udnyttelse af slam.

5.5 Geotermi

Geotermi er varme, der stammer fra kerneprocesserne i jordens indre. I Danmark stiger temperaturen med ca. 30 °C pr. kilometer ned gennem jordoverfladen. I princippet kan geotermisk varme anvendes både til el- og varmeproduktion. Den danske geotermiske ressource vurderes dog at være for lav til, at den er økonomisk interessant at bruge til elproduktion.

Produktionen foregår normalt ved, at det geotermiske vand produceres via én eller flere borer, hvorefter det afkøles i et overfladeanlæg og pumpes tilbage i undergrunden via en anden boring. I overfladeanlægget trækkes varmen først ud af det geotermiske vand vha. varmevekslere, og typisk forøges temperaturen med absorptionsvarmepumper. Absorptionsvarmepumper drives som oftest af varme eller damp. Geotermiske anlæg placeres derfor typisk i nærheden af et andet produktionsanlæg, som netop kan levere drivvarme til absorptionsvarmepumperne. Alternativt kan temperaturen på det geotermiske vand hæves vha. en eldrevet varmepumpe.

I Figur 8 ses en illustration af det geotermiske princip.



Figur 8: Det geotermiske princip. Kilde: www.geotermi.dk.

5.6 Solvarme til fjernvarmesystemer

Potentialet for solvarme er ganske betydeligt i Danmark - også i hovedstadsregionen. Et velfungerende solvarmeanlæg kan yde op til 2 GJ pr. år pr. m² solfangerareal. Typisk vil solfangerarealet udgøre 35% - 50% af arealet i en solpark. 3 PJ udgør ca. 10 % af det nuværende fjernvarmehov og vil således i princippet kunne dækkes af et areal på $0,5 \text{ km}^2/\text{PJ} * 3 \text{ PJ} / (35\%-50\%) = 3-4 \text{ km}^2$

Solvarme kan udnyttes både i individuelle anlæg, der forsyner et enkelt hus eller en ejendom, eller der kan etableres større anlæg, der leverer direkte til fjernvarmesystemet. Investeringsomkostningerne er typisk flere gange mindre for de kollektive anlæg sammenlignet med de individuelle anlæg. Til gengæld kan kollektive anlægs varmeproduktion være lavere på grund af højere vandtemperaturer. Sammenlagt er der dog en betydelig økonomisk fordel ved kollektive anlæg i forhold til individuelle anlæg.

Udfordringen ved solvarme i forbindelse med fjernvarme er især, at varmen primært leveres på det tidspunkt af året, hvor der er mindst brug for den - nemlig om sommeren. Derfor er solvarmeanlæg særligt interessante i forbindelse med sæsonvarmelagring. Der er etableret få større sæsonvarmelagre i Danmark, og et anlæg på 60.000 m³ er under etablering i Dronninglund i Jylland.

5.7 Store varmepumper

Der findes forskellige typer af varmepumper. Varmepumper er overordnet set et varmeanlæg, der optager varmeenergi fra omgivelserne (havvand, udeluft, jorden mv.). Under tilførsel af drivenergi – typisk elektricitet - omsætter den dernæst omgivelsesvarmen til et højere temperaturniveau til brug for opvarmningsformål. Der findes overordnet to drivmidler, elektricitet og varme (absorption). Absorptionvarmepumper drives af røggas eller damp (se afsnit 5.5). Dette afsnit omhandler dog primært elektrisk drevne (kompressions) varmepumper. Det er muligt at etablere absorptionsvarmepumper direkte i tilknytning til røggassen fra et kraftvarmeanlæg, men dette opfattes som en effektivitetsforbedring af kraftvarmen og ikke som et selvstændigt produktionsanlæg, og det ses der ikke nærmere på i dette afsnit.

De største varmepumper er på omkring 5 MW varme ud. Disse kan sættes i parallel eller serie (tandem) hvis en større kapacitet ønskes. For eksempel består havvandsvarmepumpen i Drammen, Norge, med en varmekapacitet på 14 MW af tre varmepumper¹.

Afhængig af temperaturniveau på varmekilden og den nødvendige temperatur, som varmepumpen skal aflevere varmen ved, vil varmeleverancen være 2-5 gange større end den forbrugte elektricitet. Forholdet mellem varmeleverance og drivenergi (elektricitetsforbrug) kaldes varmepumpens COP faktor (Coefficient of Performance). Et fingerpeg om en elektrisk drevne varmepumpes COP er at den ligger omkring 50 % til 65 % af en varmepumpes ideale proces, som kan udregnes ud fra:

$$\text{COP}_{\text{ideal}} = \frac{T_{\text{fremløb}}}{T_{\text{fremløb}} - T_{\text{kilde}}}$$

¹ 'The role of large-scale heat pumps for short term integration of renewable energy' – Mathiesen et al. (2011)

Er kildetemperaturen fx 35 °C og fjernvarmens fremløbstemperatur 85 °C vurderes det, at der kan opnås en COP på 3–4. Er varmekilden jordvarme eller varme fra farvandene omkring hovedstadsområdet opnås en COP på 2-3.

Af hensyn til miljøet så er det kun naturlige kølemidler, der er lovlige i store varmepumper. Kølemediet vil derfor ofte være ammoniak eller CO₂. Studier har dog vist, at ammoniak er CO₂ overlegen ved en indløbstemperatur over 28 °C, hvilket er tilfældet i fjernvarmesystemerne i hovedstadsregionen.² Andre teknologier som hybrid (mix af vand og ammoniak) og vand som kølemiddel bliver der forsket i og testet meget i disse år, og de kan få en fremtidig rolle.

På nuværende tidspunkt er teknologien ikke generelt udviklet til, at varmepumper kan levere ved temperaturer over 90 °C. Dette er primært pga., at trykket i varmepumpen, som kompressoren skal levere, bliver meget højt ved højere temperaturer. Der findes dog få kompressorer, som kan levere de tryk, der skal til for at få temperaturen op på de 110 °C, som er nødvendig for at levere til transmissionsnettet. Varmepumper i de større fjernvarmesystemer bør derfor i første omgang levere direkte til distributionsnettet - både for at undgå for høje tryk, som øger behovet for vedligehold, og for at opnå den bedst mulige COP.

Det er muligt at anvende varmepumper til delvis at varme fjernvarmevandet op til transmissionstemperatur og så lave det sidste temperaturløft med f.eks. spidslastkedler på biomasse. Dermed kan varmepumper også anvendes til at levere til transmissionsnettet.

Udfordringer og barrierer for omstillingen:

varmepumper – teknologiudviklingen + Dårligt overblik over lokale varmepumperressourcer: havvand, søvand, spildevand, overskudsvarme fra industri, fjernkølingsanlæg osv.

5.8 Elpatroner

Elpatroner (elkedler) kan anvendes til at producere varme i timer med billig elektricitet og være til rådighed som spids- og reservekapacitet i andre timer. Elpatroner kan evt. indsættes i eksisterende eller nye varmeakkumulatorer. Installation i eksisterende varmeakkumulatorer vil dog ikke øge den samlede produktionseffekt, når varmeakkumulatoren aflader, men udskyde tidspunktet for hvornår akkumulatoren løber tør.

² 'Industriel varmegenvinding med CO₂- og NH₃-baserede varmepumper' – Christensen og Markussen (2010)

Der findes to forskellige typer elpatroner, hvoraf den ene benytter sig af elektrisk modstand (ligesom normale kedler i husholdninger), mens den anden type varmer vandet via elektroder. Sidstnævnte anvendtes typisk ved større elpatroner over et par MW og tilsluttes elnettet ved 10 kV, mens mindre elpatroner på 1-3 MW normalt gør brug af elektrisk modstand og tilsluttes 400 V.

5.9 Potentialer for varmepumper, fjernkøling, overskudsvarme og solvarme

På kort og mellemlangt sigt ser det ud til, at der er rigelig biomasse tilgængeligt til fjernvarmeproduktion, særligt når der ses på de internationale markeder for træflis og træpiller. På længere sigt kan der dog blive udfordringer med at skaffe de nødvendige mængder, når der kommer større konkurrence fra andre steder i verden og andre sektorer som f.eks. transport og industri. Det vil derfor blive nødvendigt også at få andre VE-kilder ind i fjernvarmeforsyningen, men også disse kan have et begrænset potentiale.

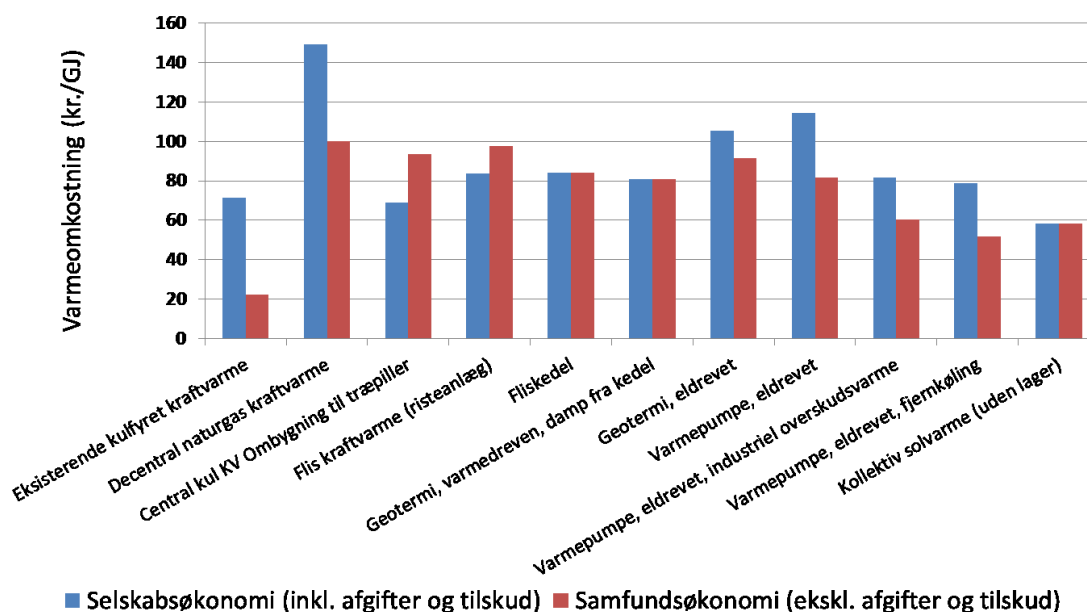
I projektet Energi på Tværs er der udarbejdet en potentialerapport, og i modelanalyserne af el- og fjernvarmesektorens udvikling er der også redegjort i yderligere detalje for disse potentialer. Overordnet set kan det dog siges, at:

- Geotermi vurderes af have et stort, næsten ubegrænset teknisk potentiale
- Lavtemperatur overskudsvarme fra industri kan udgøre ca. 1 PJ varmeproduktion
- Overskudsvarme fra køleanlæg i handels- og servicesektoren kan være i størrelsesordenen 4 PJ varmeproduktion.
- Varmepumper på spildevand og drikkevand har et varmeproduktionspotentiale på ca. 2 PJ
- Havvand og søer har et stort teknisk potentiale, ligesom at varmepumper baseret på udeluft også har stort potentiale.
- Solvarme. 5 % af landbrugsjord (20.000 ha) i regionen svarer til ca. 10 PJ

Der er således et betydeligt potentiale for fjernvarmeproduktion fra andre VE-kilder end biomasse, men de bedste og billigste kilder er dog begrænset til en mindre del af den samlede fjernvarmeproduktion i regionen på ca. 40 PJ.

5.10 Sammenligning af omkostninger ved forskellige fjernvarmeproduktionsteknologier

Nedenstående figur viser en beregning af omkostningerne til fjernvarmeproduktion for de mest oplagte varmeproduktionsteknologier i hovedstadsregionen. Beregninger er baseret på Energistyrelsens prisforudsætninger for 2020 samt Teknologikataloget. Der er her regnet med 5.000 fuldlasttimer.



Figur 9: Selskabs- og samfundsøkonomiske omkostninger ved forskellige fjernvarmeproduktionsteknologier.

Det fremgår af figuren, at naturgaskraftvarme har meget høje selskabsøkonomiske omkostninger sammenlignet med andre teknologier, og det må derfor forventes, at en række fjernvarmeverker derfor vil ønske at skifte fra denne forsyningsform til andre teknologier. Her ser det ud til, at biomassekraftvarme og –kedler er attraktive, da disse teknologier har lave selskabsøkonomiske omkostninger. Varmepumper og geotermi ligger højere selskabsøkonomisk, men er ikke langt fra at kunne konkurrere, når der ses på samfundsøkonomi.

Der er således en betydelig uoverensstemmelse mellem selskabs- og samfundsøkonomi, hvilket betyder, at der er et incitament til at vælge fjernvarmeproduktionsteknologier, der muligvis ikke på langt sigt er de bedste i energisystemet med samfundsøkonomiske briller. Der er gennemført detaljerede modelberegninger med energisystemmodellen Balmorel af el- og fjernvarmesektorens udvikling, som understøtter, at der er meget stor forskel på selskabs- og samfundsøkonomi. Disse beregninger er beskrevet i den særskilte

projektrapport, der indeholder en analyse af Region Hovedstadens fremtidige fjernvarmeforsyning.

6 Udvidelse af fjernvarmeområder

Fjernvarmedækningen i hovedstadsregionen er i dag relativt høj, men der er fortsat muligheder for udvidelse af de fjernvarmeforsynede områder.

Konvertering til fjernvarme

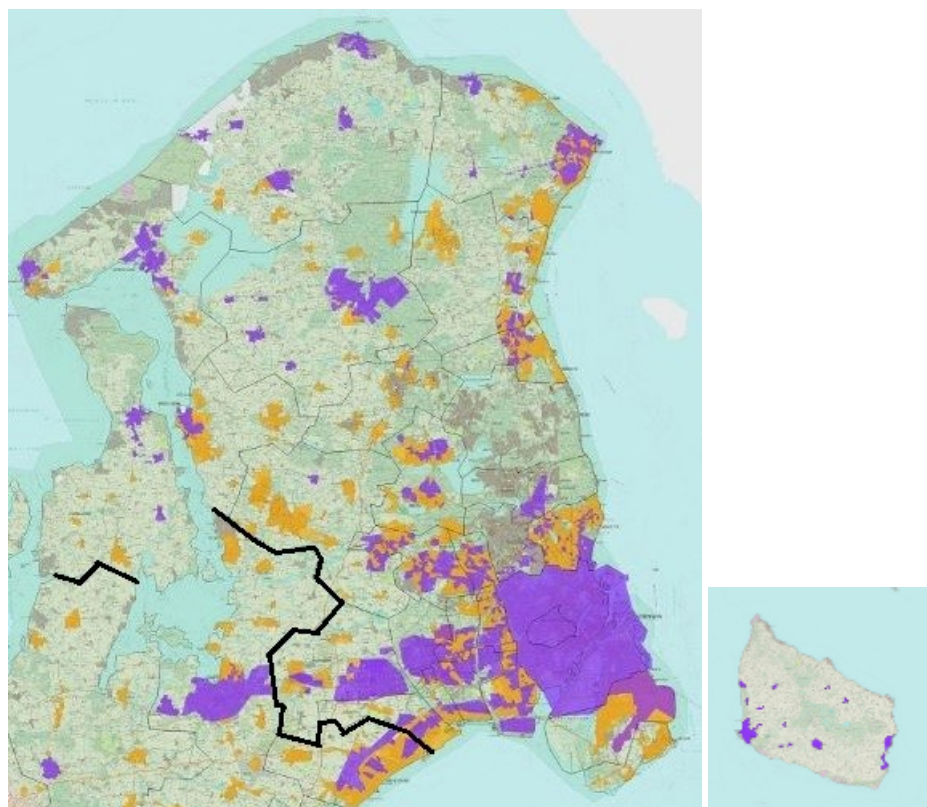
Tilslutning til fjernvarme sker ved at lave en ny stikledning fra fjernvarmenettet til ejendommen og installere en fjernvarmeunit, der forsyner et eksisterende centralvarmeanlæg, og evt. en ny varmtvandsbeholder eller gennemstrømningsvandvarmer.

I områder med fjernvarme bør konvertering til denne opvarmningsform som udgangspunkt være den foretrukne. Det skyldes dels, at effektiviteten i fjernvarmesystemerne stiger med stigende tilslutning (lavere relative ledningstab), dels, at det på mellemlangt og længere sigt er muligt, at konvertere den primære energi i fjernvarmeforsyningen i et helt område i retning af CO₂ neutrale kilder, som biomasse og varmepumper. Endvidere spiller fjernvarmesystemerne sammen med el-systemerne, så totalvirkningsgraden af brændsler kan øges mest muligt ved kraftvarmeproduktion, og da fjernvarmesystemerne potentielt kan virke som energilager, så ubalancer i el-systemet kan udlignes.

Udbygning af nye fjernvarmeområder

I områder, hvor fjernvarmenettet ikke er udbygget, skal udbygning og tilslutning ske efter en samlet plan, hvor et projektforslag i henhold til varmeforsyningsloven skal dokumentere, at fjernvarme er den samfundsmæssigt mest fordelagtige løsning. Dette vil især afhænge af fjernvarmeprisen og energitætheden i det pågældende område, målt som årsforbrug per arealenhed. Energitætheden hænger især sammen med hvert enkelt ejendoms areal, isoleringsgrad m.v. og afstanden mellem ejendommene. Det er også afgørende, hvilken tilslutningsprocent fjernvarmen får i de nye områder. Vurderingen af hvilke områder, der skal udbygges med fjernvarme, ligger hos kommunerne (bl.a. i forbindelse med strategisk energiplanlægning), i samarbejde med de lokale fjernvarmeforsyningsselskaber.

I de fleste byer/områder, er naturgas- og fjernvarmenettet komplementært, mens der i færre områder findes både naturgas og fjernvarme. Som det ses på nedenstående kort, er begge disse kollektive forsyningsformer endvidere mest udbygget i de tættere beboede områder. Fjernvarmeudbygningen ”konkurrerer” altså i nogle tæt bebyggede områder med den anden kollektive forsyningsform, naturgassen.



Figur 10: Kort over hovedstadsregionen med fjernvarmeområder (lilla), naturgasområder (gul³).
Kilde: Dansk Fjernvarme.

Kortet illustrerer de store regionale forskelle, der er i udbygningen af såvel fjernvarme som naturgas. Endvidere ses det, at hovedstadens fjernvarme er et mere eller mindre sammenhængende område, som er bundet sammen af transmissionsledninger (ikke vist), mens der i Nordsjælland og på Bornholm findes flere isolerede små og mellemstore fjernvarmeområder

Hvorvidt og hvornår, der i en given kommune og område eventuelt skal udbygges med fjernvarme, vil som beskrevet afhænge af en række lokale forhold. Det må antages, at det på længere sigt vil være realistisk at konvertere mange naturgasområder til fjernvarme. Erfaringsmæssigt kræver konvertering af naturgasområder til fjernvarme både en nøje planlægning, samt at fjernvarmen er økonomisk konkurrencedygtig.

Konvertering til individuelle varmepumper

I områder, hvor fjernvarme ikke er udbygget eller ikke kan udbygges rentabelt, er varmepumper den energimæssigt foretrukne opvarmningsform, da de understøtter en overordnet energistrategi med øget el-produktion ved hjælp af vedvarende energi som vind- og solkraft. Potentielt kan varmepumperne

³ Det bemærkes, at der øjensynligt mangler data for Rudersdal, Lyngby-Taarbæk og Gladsaxe kommuner.

medvirke til at stabilisere en fluktuerende produktion fra disse kilder samt udjævne variationer i forbruget over døgnet, da de vil kunne styres centralt.

Individuelle varmepumper kan typisk installeres i sammenhæng med et eksisterende centralvarmeanlæg, idet der for ældre huse typisk skal ske en energirenovering for at kunne reducere fremløbstemperaturen i centralvarmeanlægget. Dette er vigtigt for at kunne opnå en god årsvirkningsgrad og dermed økonomi for varmepumpeanlægget. Varmtvandsbeholderen i huset vil typisk også skulle skiftes.

Anlæggene kan enten etableres som luft/vand varmepumper, der udnytter udeluften via en unit opstillet tæt på huset, eller som jordvarme, der kræver nedgravning af slanger på et areal på typisk nogle hundrede kvadratmeter. Førstnævnte er simplest og billigst at installere, da de ikke kræver opgravning, men har til gengæld en ringere virkningsgrad (COP).

Huse med ringe isolering vil være mindre velegnede til opvarmning med varmepumper, da der til jordvarme kræves et meget stort areal, og da effekten af især luft/vand varmepumper falder ved lave udetemperaturer, hvor effektbehovet til opvarmning er størst.

Konvertering til biomassefyr

I områder, hvor fjernvarme ikke er udbygget eller kan udbygges rentabelt, er træpillefyr en alternativ løsning. Det gælder særligt for huse, der ikke er egnet til opvarmning med varmepumper på grund af stort varme- og temperaturbehov. Mens træpillefyrene på kort og mellemlangt sigt underbygger målsætningen om CO₂ neutralitet, vil de dog bevirke en øget afhængighed af biomasse, der skal importeres. Biomasse tænkes på længere sigt udnyttet til at erstatte olie i transportsektoren, og må derfor på sigt betragtes som en knap resurse.

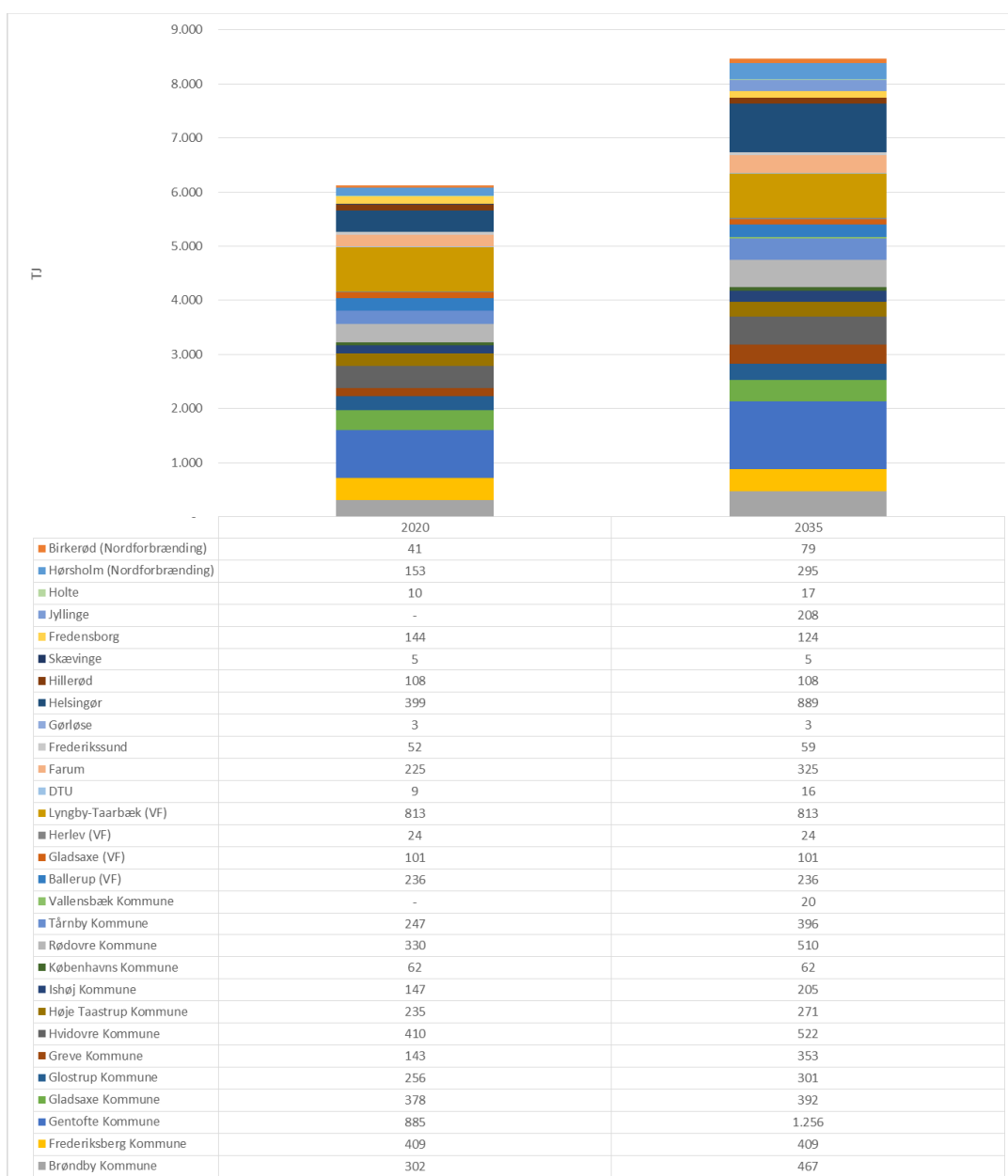
Nedenstående figurer viser en sammenligning mellem omkostningerne til forskellige individuelle opvarmningsformer og fjernvarme. Der er her benyttet aktuelle brændselspriser fra januar 2015. For fjernvarme er der regnet med hhv. en lav og en høj pris, hvor investeringsomkostninger til fjernvarmenet og tilslutning i begge tilfælde er inkluderet.

6.1 Planer og udvidelsespotentialer for fjernvarme

Indberetninger og analyser i forbindelse med den Regionale Fjernvarmeanalyse og Varmeplan Hovedstaden 3 peger på, at der forventes at vil blive tilsluttet yderligere godt 6 PJ forbrug til fjernvarmenettene i regionen frem mod 2020 stigende til ca. 8,5 PJ forbrug i 2030. Udbygningen skal sammenholdes

med tilslutningen i 2012, hvor det samlede fjernvarmeforbrug i regionen var ca. 38 PJ. Fremskrivningen til 2020 baserer sig primært på fjernvarmeselskabernes egne planer og vurderinger, mens fremskrivningen efter 2020 alene beskriver en sandsynlig udvikling. Udbygningen sker i en situation, hvor der samtidig skal opnås energibesparelser i boligerne, og der er således tale om større forventede procentvise stigninger i antallet af fjernvarmeforsynede huse end stigningen i forbrugstallene indikerer.

Som vist i Figur 11 er der i nogle forsyningsområder store forventede udvidelser af forbruget, mens andre regner med status quo.



Figur 11: Forventede udvidelser af fjernvarmeforsyningen frem mod 2020 og 2030 (TJ/år). Udvidelserne er opgjort i forhold til situationen i 2013

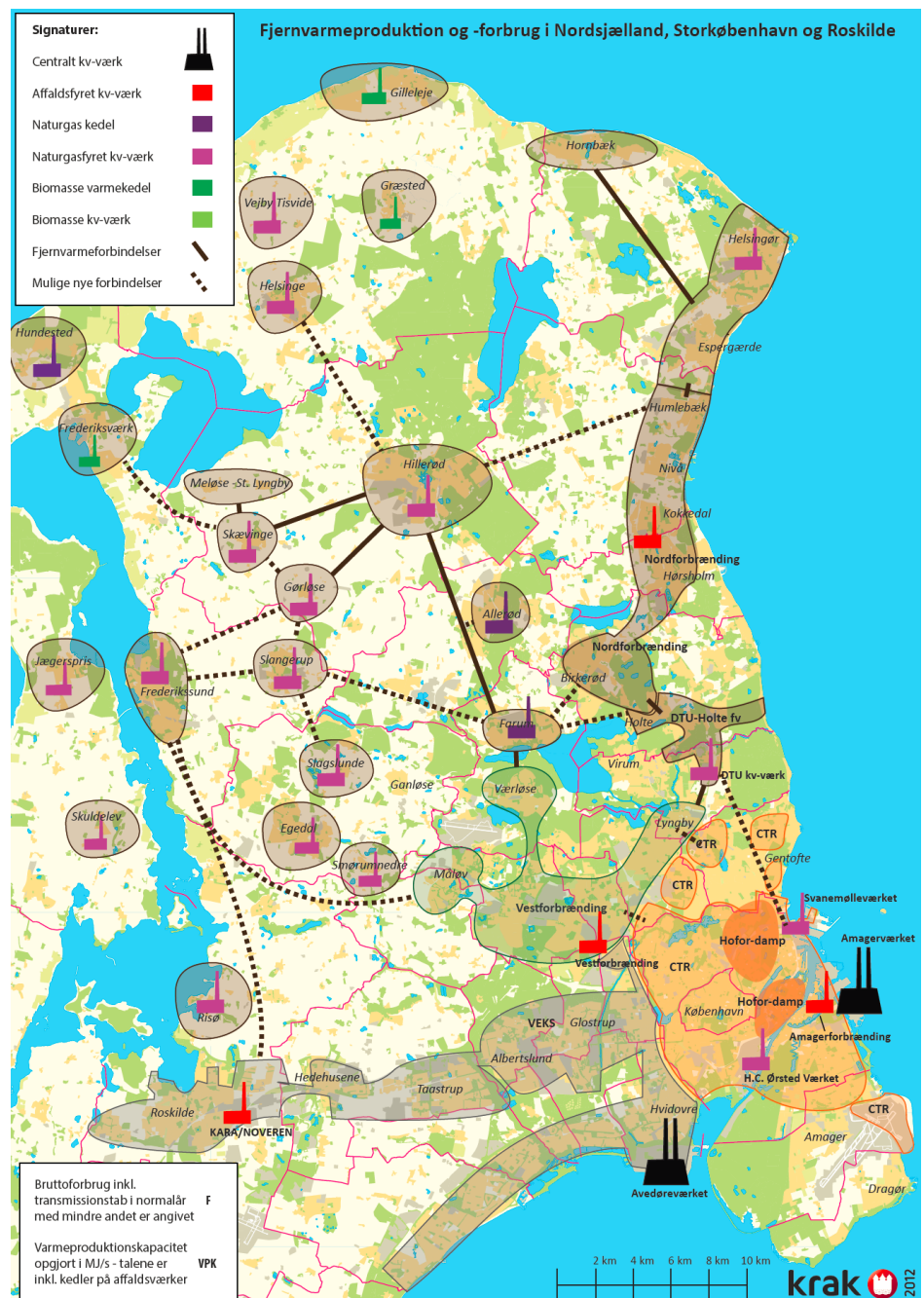
6.2 Økonomi i fjernvarmekonverteringer

I SEP scenarierapporten er der beskrevet økonomi for de forskellige varme-produktionsteknologier med udgangspunkt i aktuelle energi og CO₂-omkostninger samt Energistyrelsens forventninger for 2025. I den forbindelse vurderes også konkurrenceforholdet mellem fjernvarmeudbygning og individuel opvarmning.

7 Samarbejde mellem regionens fjernvarmenet

Nedenstående figur giver et overblik over fjernvarmesystemerne i regionen. Det fremgår, at flere af de større systemer allerede i dag er sammenkoblet. Systemet i hovedstadsområdet (VEKS, CTR og HOFOR) er tæt sammenkoblet og har kun få, større flaskehalse. Her er de vigtigste begrænsningen ved Damhussøen for overførsel mellem VEKS og CTR samt dampsystemet i det indre København og på Østerbro. Dampsystemet forventes dog at være fuldt konverteret til vand i 2021, hvorved denne begrænsning i nettet stort set elimineres. Vestforbrænding er tæt forbundet med VEKS og CTR, men her kan der dog kun leveres varme i retning mod VEKS og CTR pga. højere temperaturer i dele af Vestforbrændings net. Vestforbrænding er også forbundet med Værløse, Farum og videre til Hillerød. I løbet af 2015 eller 2016 efterhånden som nettet udbygges i Lyngby vil Vestforbrænding også blive forbundet med DTU-Holtes system, der igen er forbundet med Nordforbrænding og videre mod Helsingør og Hornbæk.

Der er således allerede i dag ret gode muligheder for at samarbejde om at udnytte varmeproduktionsenhederne bedst muligt og udveksle fjernvarme mellem systemerne. I de kommende år kan der også være mulighed for at udnytte forbindelser mellem fjernvarmesystemerne til at dele ny produktionskapacitet.



Figur 12: Fjernvarmesystemer i hovedstadsregionen og eksisterende koblinger mellem disse.

Fremover kan sammenkoblingen mellem systemerne udnyttes ud fra forskellige vinkler som beskrevet nedenfor.

Bedre udnyttelse af eksisterende produktionskapacitet

En bedre udnyttelse af eksisterende produktionskapacitet har historisk set drevet en stor udbygning af fjernvarme. Det gælder f.eks. udnyttelse af kondenskraftværker eller affaldsværker til fjernvarmeproduktion. I dag sker der imidlertid en meget stor udnyttelse af de eksisterende, billige anlæg i hoved-

stadsregionen, og der er derfor kun begrænset potentiale for yderligere udnyttelse af disse.

Storskalafordel

Flere af fjernvarmesystemerne står over for at skulle investere i ny produktionskapacitet inden for de kommende år. I den forbindelse kan der være en fordel ved at gå sammen om at etablere ny produktionskapacitet, da der kan være en storskalafordel ved investeringen. Dette gælder f.eks. biomassekraftvarme- eller geotermianlæg.

Bedre udnyttelse af forskellighed i lokale potentialer

På sigt er det forventningen at fjernvarmesystemerne i stigende grad skal basere forsyningen på solvarme, varmepumper og geotermi for at reducere biomasseanvendelse, når efterspørgslen fra andre lande og andre sektorer stiger. Der er imidlertid begrænset potentiale for disse varmekilder og potentialer er ikke jævnt fordelt i regionen. Bedre mulighed for overførsel af varme mellem systemerne kan være med til at give en bedre udnyttelse af lokale potentialer for overskudsvarme, varmepumper, solvarme og geotermi.

Samarbejde om placering af anlæg

Hovedstadsregionen er relativt tæt bebygget, særligt i de områder hvor fjernvarmedækningen er stort. Det kan derfor være en udfordring at finde plads til nye produktionsanlæg, f.eks. et biomassefyret kraftvarmeanlæg, som kræver en del plads til oplagring af flis eller halm og ikke mindst en del lastbilstransport for at bringe biomassen frem til værket. En tættere sammenkobling af fjernvarmesystemerne kan betyde, at der er bedre mulighed for at placere produktionsanlæggene, hvor der er egnede placeringer.

Mindre produktionskapacitetsbehov

Ved at forbinde flere mindre systemer kan der formentlig spares noget produktionskapacitet, da systemerne kan dele både grundlast og måske særligt spidslast.

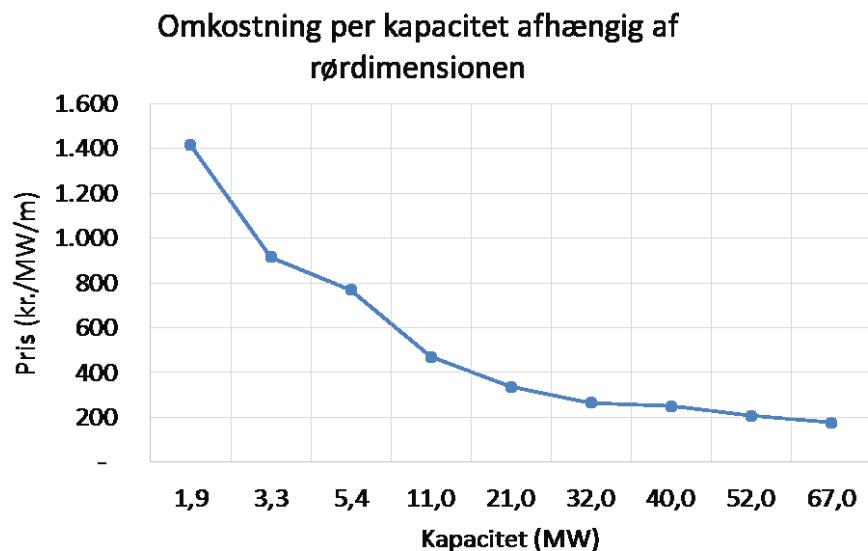
Nytte drevet af forskellighed

Samlet set kan det siges, at etablering af nye transmissionsledninger mellem fjernvarmesystemerne skal være drevet af, at systemerne er forskellige. Et godt eksempel fra elmarkedet er samspillet mellem vandkraften i Norge og Sverige med de termiske kraftværker i Danmark og på kontinentet. Vandkraften og kraftværkerne kompletterer hinanden godt, og derfor er der stor nytte af udveksling af energi mellem nord og syd. Det samme gælder fjernvarmesystemerne, hvor f.eks. overskud af affald, solvarme eller geotermi i sommermånederne kan være et godt samspil med systemer, der har billig mellem- eller spidslast. Imidlertid er der meget, der tyder på, at mange af fjernvarmesystemerne vil gå efter at etablere ny biomassefyret kapacitet i de kommende år, og dermed kommer mange af systemerne til at ligne hinanden i omkost-

ningsstruktur. Hvis dette er tilfældet, er motivationen for yderligere sammenbygning af systemerne ikke så stor.

Omkostninger til ny varmetransmission

Ovennævnte mulige fordele ved yderligere sammenkobling af fjernvarmesystemerne skal holdes op mod de investeringsomkostningerne, som der er ved etablering af nye transmissionsledninger. Nedenstående figur viser omkostninger til transmission baseret på data fra den nationale fjernvarmeanalyse, som Energistyrelsen publicerede i maj 2014. Investeringsomkostningen pr. MW er som vist meget afhængig af rørdimensionen og dermed af den kapacitet, som kan overføres i transmissionsledningen.



Figur 13: Omkostninger til investering i transmissionsledninger.

Som eksempel kan det ud fra figuren udregnes, at en transmissionsledning på 10 km og ca. 30 MW, vil koste i alt 90 mio. kr. Sådan en ledning vil kunne overføre knap 500 TJ/år, hvis den f.eks. udnyttes halvdelen af året. Med en rente på 3 % og en levetid på 40 år svarer det til en omkostning på 8 kr./GJ. Hertil skal lægges varmetab og evt. driftsomkostninger. Så der skal være forholdsvis store besparelser på varmeproduktionsomkostningerne for at det kan betale sig at etablere ny transmission, særligt når det tages i betragtning, at flere af fjernvarmesystemerne snarere vil have behov for transmissionsforbindelser på 5-10 MW, der er relativt dyrere end i ovenstående eksempel.

Regional fjernvarmeanalyse

En række fjernvarmeselskaber i regionen er gået sammen for at gennemføre en analyse af udviklingen af fjernvarmesystemerne frem mod 2035 parallelt med Energi på Tværs. Projektets formålet er at gennemføre en analyse af

udbygning af fjernvarmesystemet med varmeproduktions- og varmetransmissionsanlæg med særligt fokus på at identificere potentielle samarbejdsprojekter for fjernvarmeselskaberne. Desuden er det en vigtig del af projektet at etablere et dialogforum for fælles drøftelse af udfordringerne ved udvikling af fjernvarmeforsyningen i regionerne.

Analysen har deltagelse fra 31 selskaber og har en styregruppe bestående af CTR, Vestforbrænding, Hillerød Forsyning, VEKS, HOFOR, Farum Fjernvarme, Høje Taastrup Fjernvarme, Nordforbrænding, Frederiksberg Forsyning og Forsyning Helsingør. I forhold til Energi på Tværs går analysen i yderligere detalje med analyse af nye produktions- og transmissionsanlæg og muligheder for samarbejde. Resultaterne fremlægges i efteråret 2015.

8 Referencer

Varmeplan Hovedstaden: <http://www.varmeplanhovedstaden.dk/>

Energistyrelsens Teknologikatalog: <http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>

Brændselsprisforudsætninger fra Energistyrelsen:
<http://www.ens.dk/info/publikationer/braendselsprisforudsætninger-samfundsokonomiske-beregninger>

Bilag: Teknologiomkostninger

Individuel opvarmning

I nedenstående tabel fremgår tekniske og økonomiske data for de individuelle forsyningsløsninger⁴.

Teknologi	Jord/vand VP	Luft/vand VP, eksisterende	Luft/vand VP, ny	Luft/luft VP	Naturgasfyr, eksisterende	Naturgasfyr, ny	Træpillefyr*
Energi/tekniske data							
Varmekapacitet (kW)	10	10	10	3-5	5-20	5-20	6-20
Virkningsgrad (%)	330	250	300	300	85	102	80
Teknisk levetid (år)	20	20	20	20	22	22	20
Økonomiske data							
Specifik investering (1.000 kr./anlæg)	105,6	83,0	83,0	8,3	30,2	30,2	63,6
Muligt tillæg til specifik investering (1.000 kr./anlæg)	-	-	-		15,1	15,1	12,1
Fast D&V (1.000 kr./anlæg/år)	1,5	1,1	1,1	0,3	1,0	1,0	15,1
Variabel D&V (kr./MWh)	-	-	-	-	0,8	0,8	-

Tabel 6: Tekniske og økonomiske data for eksisterende og nye, individuelle forsyningsløsninger.
*træpillefyr med automatisk indfødning af piller.

I Energistyrelsens teknologikatalog er der forudsat en virkningsgrad på 300 % for luft-til-vand-varmepumper. Energitjenesten beretter imidlertid om erfarede virkningsgrader på 250 % ved eksisterende radiatoranlæg, hvorfor der her er forudsat en virkningsgrad på 250 % for eksisterende luft-til-vand-varmepumper.

For naturgasfyr forudsætter teknologikataloget samme virkningsgrader for eksisterende og nye naturgasfyr. I indeværende antages i stedet, at eksisterende naturgasfyr har årvirkningsgrader på i omegnen af 85 %. Øvrige tekniske og økonomiske data er derudover forudsat identiske for naturgasfyr.

⁴ Kilde: Energistyrelsen: "Technology Data for Energy Plants – Individual Heating Plants and Energy Transport", oktober 2013.

Fjernvarme

Tekniske og økonomiske data for gasfyrede anlæg

Nedenstående tabel viser tekniske og økonomiske data for nye gasturbineanlæg.

Teknologi	SC, stor	SC, medium	CC, modtryk	CC, udtagsværk
Energi/tekniske data				
El-effekt for en blok (MW)	40-125	5-40	10-100	100-400
Varmekapacitet (MJ/s)	40-130	5-50	10-80	75-300
Totalvirkningsgrad (%), netto	80-85	80-85	82-89	-
Elvirkningsgrad (%), netto	35-44	36-40	41-55	55-58
Cm-koefficient (50°C/100°C)	0,84-1,04	0,64-1,00	1,28	1,34
Byggetid (år)	2	1-2	2,5	1,5-2
Økonomiske data				
Nominel investering (mio. kr./MW)	4,9	9,1	10,2	6,6
Fast D&V (1.000 kr./MW/år)	-	-	-	226,3
Variabel D&V (kr./MWh)	-	-	-	18,9
Total D&V (kr./ MWh _{el})	24,1	52,8	18,9	-

Tabel 7: Energi/tekniske – og økonomiske data for single cycle og combined cycle anlæg. Baseret på Energistyrelsen (2013).

Tekniske og økonomiske data for biomasseanlæg

I nedenstående tabel er vist tekniske og økonomiske data for ny støvfyrret biomassekraftvarme.

Teknologi	Træpiller
Energi/tekniske data	
El-effekt for en blok (MW)	250-400
Varmekapacitet (MJ/s)	330-530
Elvirkningsgrad, kondensdrift, netto (%)	44-48
Cm-koefficient (50°C/100°C)	0,75
Cv-koefficient (50°C/100°C)	0,15
Byggetid (år)	4,5
Økonomiske data	
Specifik investering (mio. kr./MW)	15,4
Fast D&V (1.000 kr./MW/år)	431,5
Variabel D&V (kr./ MWh _{el})	15,1

Tabel 8: Energi/tekniske – og økonomiske data for støvfyrede biomassekraftvarmeanlæg. Baseret på Energistyrelsen (2013).

I nedenstående tabel er vist tekniske og økonomiske data for nye, ristefyrede biomasseanlæg.

Teknologi	Træflis KV	Halm KV
Energi/tekniske data		
El-effekt for en blok (MW)	10 - 50	10 – 50
Varmekapacitet (MJ/s)	25 - 130	25 - 130
Elvirkningsgrad (%) netto	29	29
Varmevirkningsgrad (%) netto; uden røggaskondensering	64	64
Varmevirkningsgrad (%) netto; med røggaskondensering	77	72
Økonomiske data		
Specifik investering (mio. kr./MW _{el})	30,2	30,2
Fast D&V (1.000 kr./MW/år)	218,8	301,7
Variabel D&V (kr./ MWh _{el})	29,4	48,3

Tabel 9: Energi/tekniske – og økonomiske data for ristefyrede biomassekraftvarmeanlæg. Baseret på Energistyrelsen (2013).

I nedenstående tabel er vist tekniske og økonomiske data for nye, flisanlæg baseret på CFB-teknologi.

Teknologi	Træflis CFB
Energi/tekniske data	
El-effekt for en blok (MW)	50 - 200
Varmekapacitet (MJ/s)	100 - 400
Elvirkningsgrad (%) netto	37
Varmevirkningsgrad (%) netto; med røggaskondensering	66
Økonomiske data	
Specifik investering (mio. kr./MW _{el})	18,6
Fast D&V (1.000 kr./MW/år)	180,4
Variabel D&V (kr./ MWh _{el})	27

Tabel 10: Energi/tekniske – og økonomiske data for træflisfyrede CFB kraftvarmeanlæg. Kilde: "Modelberegninger af scenarier for fjernvarmens udvikling i fremtidens energisystem", baggrundsrapport til Energistyrelsens "Fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning", maj 2014.

Data for biomassefyrede fjernvarmekedler fremgår af Tabel 11.

Teknologi	Fliskedel	Halmkedel	Træpillekedel
Energi/tekniske data			
Varmeeffekt for en kedel (MJ/s)	1-12	1-12	<2
Totalvirkningsgrad (%) netto	108	-	-
Byggetid (år)	0,5-1	-	-
Økonomiske data			
Specifik investering (mio. kr./MJ/s)	6,0	6,0	3,0
Total D&V (kr./MWh)	40,7	30,2	20,4

Tabel 11: Energi/tekniske – og økonomiske data for biomassefyrede fjernvarmekedler. Baseret på Energistyrelsen (2013).

Tekniske og økonomiske data for affaldsanlæg

I nedenstående tabel er vist tekniske og økonomiske data for ny affaldskraftvarme.

Teknologi	Affalds KV
Energi/tekniske data	
Kapacitet (ton/time)	25-35
Elkapacitet (MW)	17 - 25
Varmekapacitet (MJ/s)	55 - 75
Totalvirkningsgrad (%) netto	98
Elvirkningsgrad (%) netto	24
Byggetid (år)	3
Økonomiske data	
Specifik investering (mio. kr. pr ton/time)	43,4
Specifik investering (mio. kr./MW)	64,1
Total D&V (1.000 kr./ton)	0,4

Tabel 12: Energi/tekniske – og økonomiske data for affaldsfyrede kraftvarmeanlæg. Baseret på Energistyrelsen (2013).

Tekniske og økonomiske data for biogasanlæg

I nedenstående tabel fremgår anlægsdata for et biogasfællesanlæg med dagligt input på hhv. 300, 550 og 800 tons af gylle og industriaffald. Det er forudsat, at biogassen bruges til produktion af el og varme på en gasmotor.

Teknologi	Biogas KV		
Energi/tekniske data			
Kapacitet (ton/dag)	300	550	800
Biogasproduktion (Nm ³ /m ³ input)	30-40	-	-
El-effekt (MW)	1,5	-	-
Elvirkningsgrad, netto (%)	40-45	-	-
Varmekapacitet (MJ/s)	1,7	-	-
Byggetid (år)	1	-	-
Økonomiske data		-	-
Specifik investering inkl. KV (mio. kr./MW)	43,6	30,6	25,5
Total D&V ekskl. transport (kr./ton input)	23,2	18,6	16,2
Total D&V (kr./ MWh _{el})	264,1	234,0	235,2

Tabel 13: Tekniske og økonomiske data for produktion af biogas på et biogassællesanlæg og med et dagligt input på hhv. 300, 550 og 800 tons ved samproduktion på gasmotor. Baseret på Energistyrelsen (2013).

Tekniske og økonomiske data for geotermi

I nedenstående tabel er vist tekniske og økonomiske data for ny geotermi. Der er opgivet data for anlæg, hvor temperaturen af geotermivandet er 70 °C.

Teknologi	Geotermi til varme	
Tekniske data		
Drivmiddel	Varmedreven (damp)	Eldreven
Geotermisk varme	100 %	100 %
Proces elforbrug (bl.a. geotermikreds og pumpearbejde) (MW)	8 %	8 %
Varme leveret an net	176 %	117 %
Varmepumpedrivenergi	76 %	17 %
Byggetid (år)	4-5	4-5
Økonomiske data		
Specifik investering (mio. kr./MW geotermisk varme)	13,6	12,1
D&V (1.000 kr./MW geotermisk varme/år) (ekskl. elforbrug)	355	256

Tabel 14: Tekniske og økonomiske data for geotermiske anlæg. Baseret på 'Technology data for energy plants' - Energistyrelsen (2013).

Data i ovenstående tabel er baseret på teknologikataloget. CTR, HOFOR og VEKS har i 2013-2014 gennemført et projekt, der ser nærmere på mulighederne for etablering af geotermi i hovedstadsområdet. Resultaterne herfra tyder på, at investeringsomkostningerne til etablering af et 75 MW geotermianlæg i hovedstadsområdet vil være højere end data i Teknologikataloget.

Tekniske og økonomiske data for solvarme

Af nedenstående tabel fremgår tekniske og økonomiske data for solvarmeanlæg med - og uden døgnlager. Økonomien er blevet betydeligt forbedret siden midt i 1990'erne.

Teknologi	Solfjernvarme
Energi/tekniske data	
Input, solfangere (MWh/m ² /år)	0,5
Økonomiske data	
Omkostninger til solfangere, inkl. rør (1.000 kr./m ²)	1,7
Specifik investering for system (1.000 kr./MWh/år)	
- uden lager	3,2
- med døgnlager	3,5
Variabel D&V (kr./MWh)	4,3

Tabel 15: Tekniske – og økonomiske data for solvarmeanlæg til fjernvarmeproduktion. Baseret på Energistyrelsen (2013).

Tekniske og økonomiske data for store varmepumper

I de senere år er udbredelsen og anvendelsen af varmepumper vokset betydeligt. Især er små varmepumper til individuel anvendelse som både varme- og kølekilde faldet i pris. Omkostninger for store varmepumper, der leverer varme ved høje temperaturer som i hovedstadsområdet fjernvarmesystem, er forbundet med usikkerhed. I Danmark er der endnu kun få anlæg, og varmepumperne er fortsat under udvikling og er ikke hyldevarer. Det kan derfor vise sig, at omkostningerne varierer fra dem, der er anvendt i dette projekt.

Af Tabel 16 nedenfor fremgår tekniske og økonomiske data for store varmepumper i form af 2 forskellige teknologiske varianter. Fælles for varianterne er, at de hæver temperaturen på fjernvarmevandet til ca. 80 °C.

Data for havvandsvarmepumpen er under antagelse af, at varmepumpen kan hente havvand tæt på kysten, og at der derfor ikke skal investeres i lange rør flere km ud i Øresund. Investeringerne omfatter alle omkostninger til varmepumper, hjælpeanlæg, bygninger og tilslutninger. Ifølge Teknologikataloget udgør selve varmepumpen godt halvdelen af den samlede investering.

Teknologi	Store varmepumper	
Tekniske data		
Drivmiddel/varmekilde	Eldreven/vand (10 °C)	Eldreven/industri (35 °C)
Varmekapacitet (MJ/s)	1-5	1-10
COP	3,0	3,6
Byggetid (år)	0,5-1	0,5-1
Økonomiske data		
Specifik investering (mio. kr./MW varme output)	3,5-6,3	3,5-6,3
Total D&V (1.000 kr./MW varme output/år)	27-54	27-54

Tabel 16: Tekniske og økonomiske data for store varmepumpeanlæg. Baseret på 'Technology data for energy plants' - Energistyrelsen (2013) og DTU kandidatafhandling 'Integration of Heat Pumps in Greater Copenhagen' - Bach (2014).

Tekniske og økonomiske data for elpatroner

Anlægsprisen for et nyt samlet anlæg er angivet i nedenstående tabel i kr./MW.

Teknologi	Elpatroner/-kedler
Energi/tekniske data	
Effektforbrug/varmekapacitet (MW)	1-25
Virkningsgrad (%)	99
Byggetid (år)	0,5-1
Økonomiske data	
Nominel investering (mio. kr./MW/), 400 V, 1-3 MW	1,1
Nominel investering (mio. kr./MW/), 10 kV, 10 MW	0,6
Nominel investering (mio. kr./MW/), 10 kV, 20 MW	0,5
Fast D&V (1.000 kr./MW/år)	8,3
Variabel D&V (kr./MWh)	3,8

Tabel 17: Tekniske og økonomiske data for elpatroner/-kedler. Baseret på Energistyrelsen (2013).



KKR

HOVEDSTADEN



Ea Energianalyse



Region
Hovedstaden

COWI

Udgiver: Gate 21
Udgivet: Juni 2015
Layout: Kasper Lavlund Bornø Jensen
For- og bagside foto: Kenneth Løvholt

