



Roadmap: udfasning af naturgas til rumvarme

Bilagsrapport



Marts 2020

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Gammeltorv 8, 6. tv.
1457 København K
T: 60 39 17 16
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Indhold

1	Naturgassens historie og status i Danmark	5
2	Afkobling af naturgaskunder	17
3	Relevante VE-alternativer til naturgas	21
4	Økonomi for alternativer til naturgas	27
5	Samfundsøkonomisk optimal varmforsyning	48
6	Brugerpræferencer	65
7	Omstillingsscenarier mod 2030 og 2040	72
8	Følsomhedsanalyse og usikkerheder	91
9	Bilag 1: Beregningsforudsætninger'	96
10	Bilag 2: COP-værdier for luft-vand varmepumpe.....	123
11	Bilag 4: Detaljeret resultater for det samfundsøkonomiske optimum	132

1 Naturgassens historie og status i Danmark

Dette kapitel giver en kort beskrivelse af naturgassens historiske udvikling i Danmark, et overblik over de regulatoriske rammer og en beskrivelse af naturgasforbrugerne i dag. Med naturgasforbrugere menes husholdninger, virksomheder og offentlige institutioner, der bruger naturgas til rumopvarmningsformål.

Kort om naturgassens historie

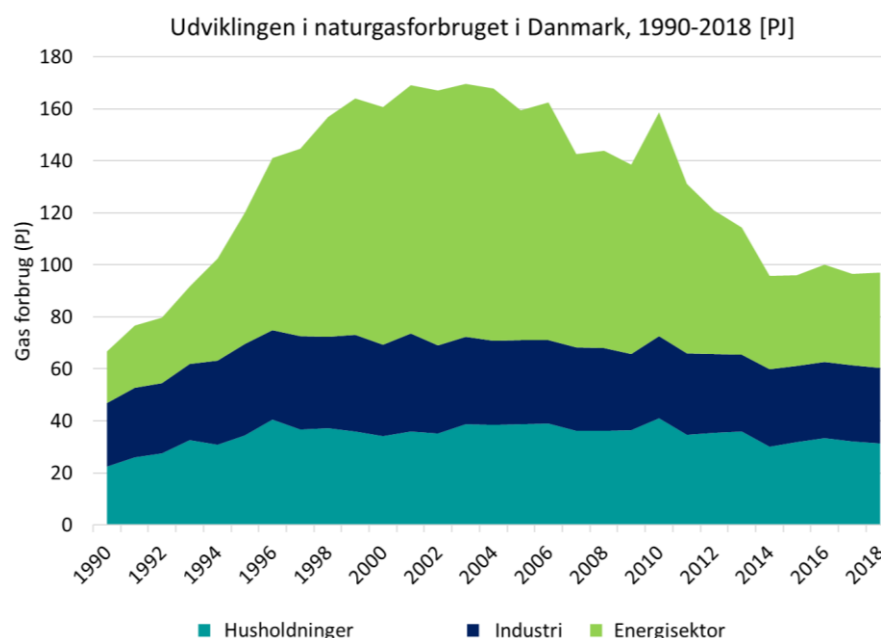
Den kollektive forsyning af naturgas, har spillet en stor rolle i den danske varmforsyning de sidste 40 år. Oliekrisen i 1973 satte gang i bestræbelserne på at reducere afhængigheden af udenlandsk olieimport. Man nedsatte i Danmark adskillige energiudvalg og i 1976 blev den første samlede energiplan i dansk historie fremlagt. Nogle af de konkrete forslag i planen var brug af naturgas til opvarmning, udbygning af fjernvarmesystemet og omlægning af centrale kraftværker til at være kulfyrede i stedet for oliefyrede.

Efter den anden oliekrise blev der indgået en aftale med Dansk Undergrunds Consortium, som havde eneretten til kulbrinter i Danmarks undergrund, om leverance af naturgas, og en større udbygning af fjernvarmesystemet fandt sted i starten af 1980'erne. I samme periode blev gasdistributionsnettet etableret rundt om i landet. Ud fra både en økonomisk betragtning og af hensyn til forsyningssikkerheden var der et politisk ønske om at udnytte naturgassen fra Nordsøen.

I slutningen af 80'erne kom miljø og bæredygtighed på dagsordenen, bl.a. som følge af Bundtland-Kommissionens rapport om globale miljøproblemer og langsigtede miljøstrategier. Klimaforandringer begyndte at blive taget seriøst i energiplanlægningen og det forhenværende sigte for naturgasudbygning som en rentabel vej mod øget forsyningssikkerhed, blev nu udvidet til også at være en mere bæredygtig løsning, der kunne bidrage til at nedbringe CO₂-udledningen og mindske energisektorens miljøpåvirkning.

Brug af naturgas til opvarmning fortsatte i 1990'erne, og ved hjælp af ændringer i prisstrukturen begyndte flere decentrale kraftvarmeværker at bruge naturgas og adskillige hundrede tusinder af hjem gik over til den nu billigere naturgas, hvor de før havde benyttet olie til at dække deres varmebehov. I industrien blev brugen af naturgas til opvarmning også langt mere udbredt, og gassen begyndte at erstatte kul og olie. I 2005 toppede

forbruget af naturgas med ca. 192 PJ¹. Udviklingen i forbruget af naturgas i Danmark fra 1990 til 2018 fremgår af Figur 1.



Figur 1: Udvikling i anvendelse af naturgas i Danmark, 1990-2018. Kilde: Ea Energy Analyses.

Efter 2006 faldt naturgasforbruget støt, primært på grund af udbygning af fjernvarmesystemet og konvertering af naturgasområder til fjernvarme. Forbruget synes at have stabiliseret sig over de seneste år og lå i 2018 på 112 PJ jf. Energistatistikken.

Den danske naturgasinfrastruktur består overordnet af et transmissionssystem, der fører naturgas fra Nordsøen til Tyskland og Sverige (som eksport), til de danske gaslagre og til det danske distributionssystem, som via distributionsledninger og stikledninger fører gassen ud til den enkelte forbruger. Udover naturgas fra Nordsøen, leverer lokale biogasanlæg også biogas til distributionsnettet. Størstedelen af distributionsnettet ejes og drives i dag af Energinet-koncernen via det særskilte selskab Evida. En mindre del af distributionsnettet ejes og drives af Naturgas Net i Aalborg.

Kort om rammeværket

Ca. 80% af de danske boliger forsynes i dag med varme via den kollektive varmforsyning, dvs. fælles ledningsnet, som forsyner hver bolig med enten naturgas eller opvarmet vand (fjernvarme). Flest af de kollektivt forsynede boliger opvarmes med fjernvarme og ca. 15% med naturgas via et naturgasfyr. De overordnede rammer for varmforsyningsplanlægningen i Danmark er

¹ Energistyrelsen "Energistatistik 2016".

hovedsagelig reguleret via Projektbekendtgørelsen og Varmeforsyningsloven. Herudover regulerer Naturgasforsyningsloven transmission, distribution, forsyning og oplagring af naturgas, herunder flydende naturgas (LNG), samt biogas, gas fra biomasse og andre typer gas som transporteres gennem naturgassystemet.

Varmeforsyningen i en kommune planlægges i samarbejde mellem kommunalbestyrelsen, forsyningsselskaberne og andre berørte parter (fx borgere). Det er kommunalbestyrelsens ansvar at udvikle eller afvikle den kollektive varmforsyning og ligeledes at vedtage, om et område skal ændre forsyningsform fra fx naturgas til fjernvarme. Betingelser i Projektbekendtgørelsen skal være opfyldt for at kommunalbestyrelsen kan godkende ændringer/kollektive varmforsyningsprojekter heriblandt at projekterne skal være de samfundsøkonomiske mest fordelagtige.

Hvor Projektbekendtgørelsen omhandler regler for godkendelse af projektforslag og kommunernes rolle som centrale aktører/varmeplanmyndighed i varmeplanlægningen er formålet med Varmeforsyningsloven:

”§ 1. (...) at fremme den mest samfundsøkonomiske, herunder miljøvenlige, anvendelse af energi til bygningers opvarmning og forsyning med varmt vand og inden for disse rammer at formindske energiforsyningsafhængigheden af fossile brændsler. Stk. 2. Tilrettelæggelsen af varmforsyningen skal i overensstemmelse med de i stk. 1 nævnte formål ske med henblik på at fremme samproduktionen af varme og elektricitet mest muligt”²

Varmeforsyningsloven giver kommunalbestyrelsen mulighed for at træffe beslutning om tilslutningspligt³ og forblivelsespligt⁴ til kollektiv varmforsyning. Begge ’pligter’ er blandt de forbrugerbindinger man har benyttet i Danmark for at sikre afsætning af den fjernvarme og naturgas, som man historisk har prioriteret og fremmet udbygningen af og som oftest er præget af store, langsigtede infrastrukturinvesteringer. Herunder de aktuelle forbrugerbindinger som fjernvarme og naturgas omfattes af i dag:

² Bekendtgørelse af lov om varmforsyning, LBK nr 64 af 21/01/2019 Gældende.

³ At forbrugeren i et fjernvarme- eller naturgasområde er forpligtet til at bidrage økonomisk til forsyningsselskabet, hvilket bl.a. vil sige, at forsyningsselskabet kan opkræve en fast årlig afgift og tilslutningsafgift, uden at forbrugeren aftager varme fra forsyningsselskabet. Forbrugeren er forpligtet til at bidrage økonomisk, men ikke til at aftage den kollektive varme – blokvarmecentraler undtaget, da disse er forpligtet til at aftage varmen.

⁴ Forblivelsespligt er meget lig tilslutningspligten. Her pålægges en ejendom, der allerede er tilsluttet naturgas eller fjernvarme, at forblive tilsluttet. Forsyningsselskabet kan opkræve en fast årlig afgift, men ikke tilslutningsafgift.

- Tilslutningspligt for eksisterende byggeri
- Tilslutningspligt for nyt byggeri
- Forblivelsespligt
- Aftagepligt for blokvarmecentraler
- Elvarmeforbud
- Forbud mod installation af oliefyr i gas- og fjernvarmeområder
- Områdeafgrænsning for fjernvarme og naturgas og øvrige områder.

Med udgangspunkt i energiaftalen fra juni 2018 er der aftalt en række tiltag, der har til hensigt at modernisere reguleringen af den kollektive varmforsyning bl.a. ved at fjerne flere bindinger på både forbrugersiden og produktionssiden. Særligt er det i energiaftalen aftalt, at

- Der er sat et stop for nye forbrugerbindinger i form af tilslutnings- og forblivelsespligt fra 1. januar 2019.

Den kollektive forsyningsform er mest fordelagtig i byer eller områder med høj varmetæthed (hvilket er udgangspunktet for den senere analyse af potentialet for fjernvarme og varmepumper som alternativ til naturgas).

1.1 Opvarmning med naturgas i dag

Det er vigtigt at forstå bygningsmassen som i dag opvarmes med naturgas, før det kan analyseres hvordan opvarmningen skal ændres. Økonomien afhænger i høj grad af hvilken bygning, der ses på. Det gælder fx størrelse, alder, placering i forhold til fjernvarmenet, om bygningen ligger i tæt by eller mindre tæt bebyggelse mv. For at kunne analysere økonomien på et passende detaljeringsniveau, er det derfor vigtigt, at forskelligheden af de danske bygninger afspejles. Opdelingen af bygningsmassen skal på den ene side være tilstrækkelig præcis til, at økonomien kan analyseres i passende detalje, men skal samtidig være så enkel, at det er muligt at gennemføre analyserne indenfor projektets ramme.

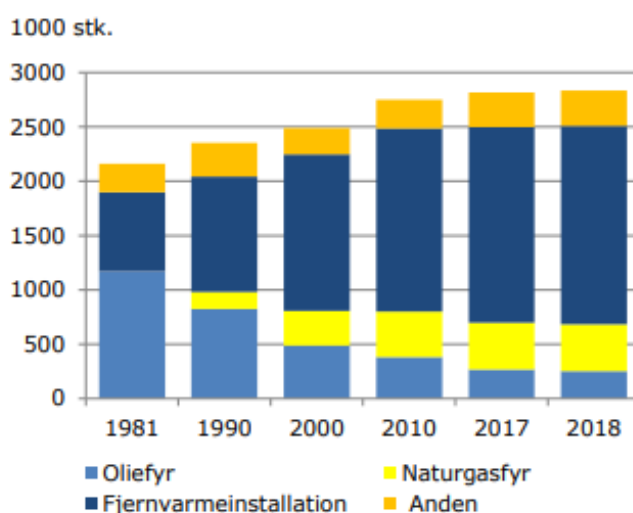
Dette afsnit tegner et billede af den bygningsmasse der i dag opvarmes med naturgas. Først præsenteres den geografiske placering og alder for de naturgasopvarmede boliger og herefter dykkes der ned i bygningernes varmebehov og -tæthed, på baggrund af data fra DGC og VarmeAtlas. VarmeAtlas er en database med overblik over varmeinstallationstyper og varmebehov for bygninger i byområder i hele Danmark.

Antal naturgasboliger

Der er omkring 415.000 beboede naturgasopvarmede boliger i Danmark med et samlet forbrug på omkring 2500 GWh⁵. Det præcise antal af naturgasopvarmede boliger i Danmark varierer dog en smule fra kilde til kilde. Ifølge tal fra Danmarks Statistik på baggrund af BBR er der i alt 431.685 boliger centralopvarmet med naturgas, heraf er 414.158 beboede boliger (boliger med CPR tilmeldte personer) og de resterende er ubeboede boliger (16.652) og ubeboede fritidshuse (875). Det er boligejerens ansvar at sørge for at oplysningerne bliver opdateret i BBR. Mangler i dette skyldes bl.a. uvidenhed og det er ifølge Danmarks Statistik bl.a. usikkert i hvor stort omfang, borgeren melder udskiftning af varmekilde.

I Energistatistikken 2018 er der vist en opgørelse af antallet af varmeinstallationer i boliger i Danmark. Opgørelsen er baseret på data fra Danmarks Statistik, der opgør det samlede antal varmeinstallationer i boliger i Danmark til 2,80 millioner pr. 1. januar 2018. Som vist i Figur 2 fordeler de sig på: fjernvarmeinstallationer 64,4%, naturgasfyr 15,2%, oliefyr 9,0% og andre, herunder varmepumper, elvarme og brændefyr 11,4%. Der er således 425.600 boliger med naturgas.

Varmeinstallationer i boliger



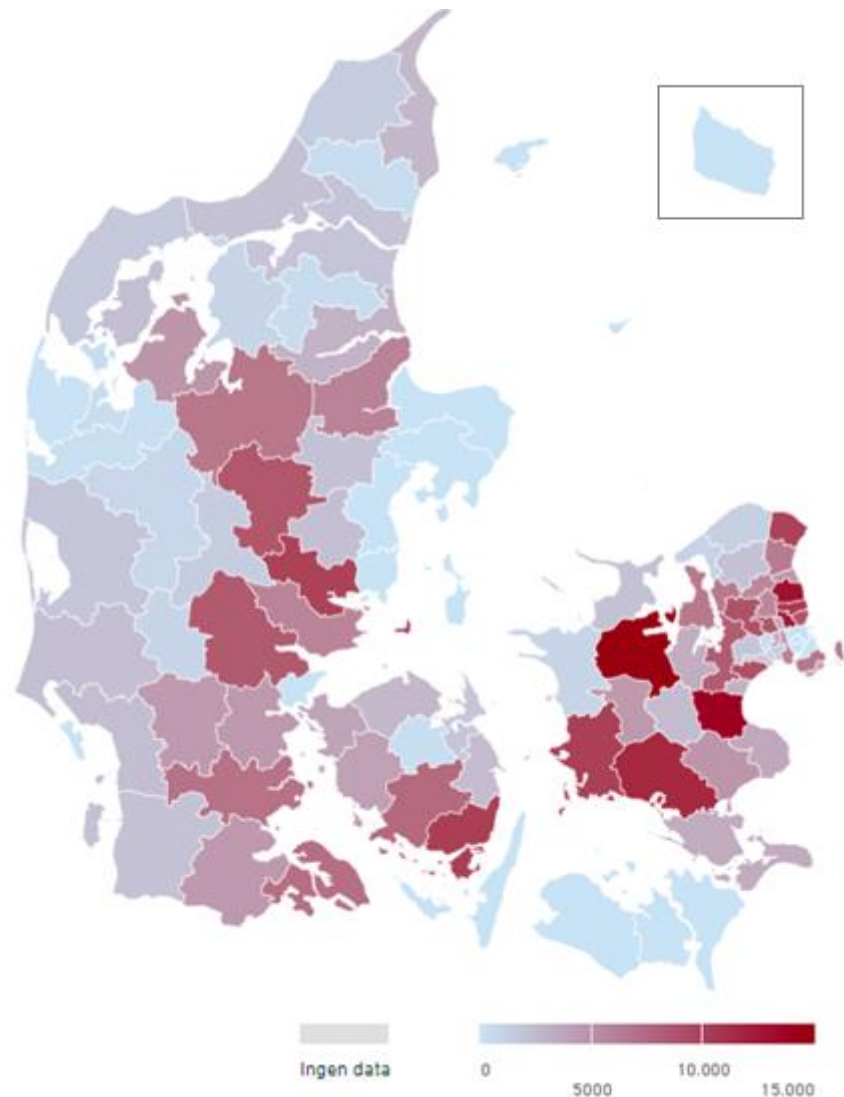
Figur 2: Varmeinstallationer i boliger i Danmark. Kilde: Energistatistik 2018.

Geografisk placering

Udbygningen af den kollektive varmeforsyning er sket med en stor grad af central planlægning, hvor kommunerne har spillet en vigtig rolle som varmeplanmyndighed. Udfasning af naturgas til rumvarme ville stille nogle kommuner over for en betydelig større omstillingsopgave end andre. Figur 3

⁵ Kilde: Udtræk fra Varmeatlas.

viser, at en stor andel af de naturgasopvarmede boliger befinder sig på Sjælland (her er Holbæk, Køge, Rudersdal, Gladsaxe og Næstved de kommuner i Danmark med flest naturgasopvarmede boliger), Midtjylland (særligt Horsens, Silkeborg og Hedensted) og Sydfyn (Svendborg).

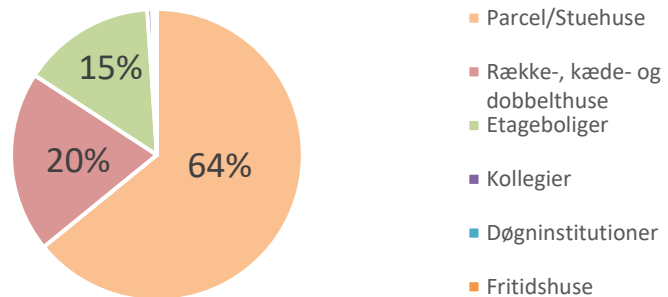


Figur 3: Geografisk fordeling af boliger med naturgas i 2019. Kilde: Danmarks Statistik, BOL103.

Boligtype og -alder

Som vist i Figur 4 er 64% af naturgasboligerne parcel/stuehuse (ca. 266.000), 20% er række-, kæde- og dobbelthuse (ca. 83.000) og 15% er etageboliger (ca. 61.000). Den sidste procent fordeler sig mellem kollegier, døgninstitutioner, fritidshuse og andet og behandles ikke yderligere i forbindelse med dette projekt.

Typer af boliger med naturgas (2019)

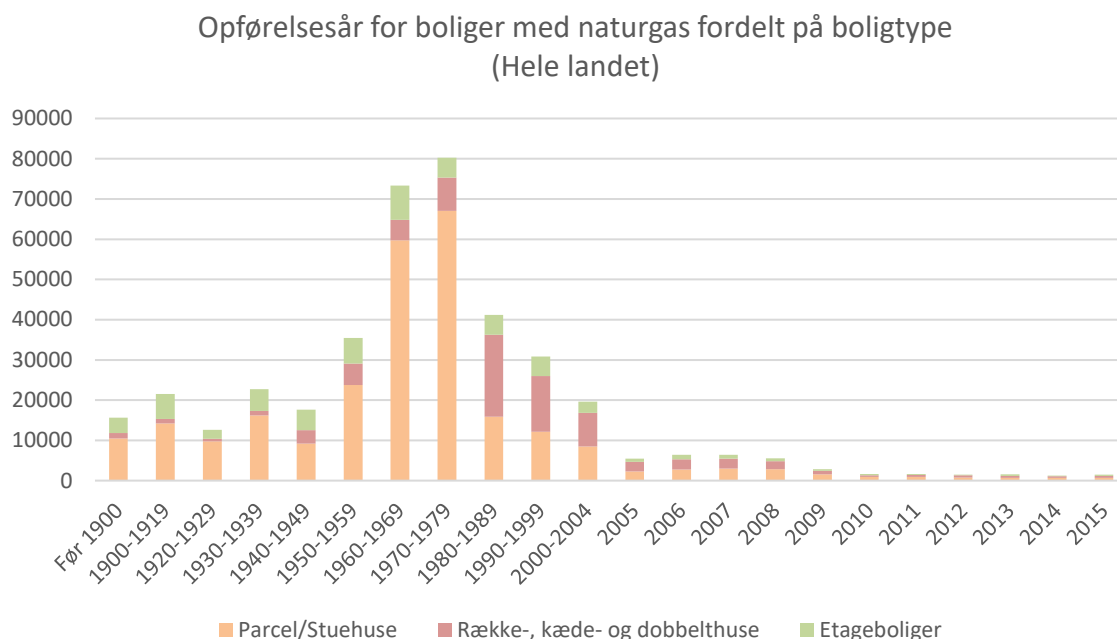


Figur 4: Typer af boliger med naturgas. Kilde: Danmarks Statistik BOL102.

Figur 5 viser aldersfordelingen på forskellige boligtyper. Naturgas kom til Danmark i 1980'erne og derfor antages det, at alle bygninger ældre end dette, har skiftet fra anden opvarmningsform, fx olie.

Størstedelen af parcelhuse med naturgas er bygget fra 1960-1979 (126.738), de fleste række-, kæde-, dobbelthuse er fra 1970-2004, med byggeboom fra 1960-1999 (ca. 34.000). For etageboliger, der forsynes med naturgas, er der støt blevet bygget omk. 5.000 per årti frem til 1999. Kun et begrænset antal af boliger opført siden 2005 har naturgas.

Aldersfordelingen af etageboliger er i højere grad fordelt før 2005, hvilket kan skyldes at ældre etageboliger havde økonomisk incitament til at skifte til naturgas, mens ældre enfamiliehusene (før 1970'erne) ikke skiftede til naturgas i samme grad.



Figur 5: Alder af danske boliger med naturgasopvarmning. Kilde: Danmarks Statistik BOL102.

1.2 Data for varmebehov

Varmebehovet til opvarmning i bygninger

I projektet fokuseres på naturgasforbrug til opvarmningsformål, dvs. til rumvarme og varmt brugsvand. I dag anvendes der naturgas til opvarmning i forskellige sektorer: boliger, handel- og service og i industrien. Den største del, ca. 70 %, anvendes i boliger, men handel og service udgør også en væsentlig andel, ca. 20 %, mens den resterende del anvendes i industrien. Der er dog en vis usikkerhed om mængden af naturgas til rumopvarmning i industrien, da naturgas her anvendes til forskellige formål, og naturgas til opvarmning ikke opgøres særskilt.

I projektet er det valgt at fokusere analyserne på naturgas til opvarmning i boliger og i handel og service, og der ses bort fra naturgasforbruget til opvarmning i industrien. Af boligerne udgør enfamiliehuse den største del af forbruget, men der anvendes også naturgas til opvarmning i etagebyggeri, hvor flere boliger typisk forsynes fra en fælles varmecentral. Handel- og servicesektoren dækker over en række forskellige forbrugere som fx kontorbyggeri, butikker, indkøbscentre, skoler, plejehjem og andre offentlige bygninger mv.

Ved opgørelse af antal af naturgasforbrugere anvendes der i forskellige kilder forskellige måder at opgøre antallet på:

- **Antal gaskedler.** Her opgøres antallet af gaskedler, hvilket fx er tilfældet i DGC's opgørelse af antal naturgasforbrugere i Danmark (se nedenfor).
- **Antal bygninger.** Her tælles antal bygninger forsynet med naturgas. Dette tal vil typisk være tæt på det samme som antal gaskedler, men der kan være tilfælde, hvor flere bygninger forsynes med én gaskedel.
- **Antal boliger.** Her tælles antal boliger med naturgasopvarmning. Dette tal vil være noget højere end antallet af gaskedler og bygninger, da der i etagebyggeri vil være flere boliger end gaskedler/bygninger. I Danmarks Statistik og Energistatistikken opgøres typisk antallet af boliger med naturgasopvarmning (i Energistatistikken benævnes det også antal "varmeinstallationer").

I dette projekt er det valgt at inddele naturgasforbruget efter antal bygninger, da de tilgængelige data har været opdelt på denne måde. Teknik og økonomi afhænger endvidere af det samlede varmebehov for bygningen/gaskedlen, og det vurderes derfor at være mere relevant at analysere naturgasforbruget ud fra antallet af bygninger end antallet af boliger. Dette betyder, at antallet af gasforbrugere er lavere end fx angivet hos Danmarks Statistik eller i Energistatistikken.

For at kunne gennemføre tekniske og økonomiske analyser af alternative muligheder for opvarmning af de naturgasopvarmede bygninger er der i projektet gennemført et omfattende arbejde med at inddele forbruget i forskellige bygningskategorier. Inddelingen har haft to hovedformål:

- Kategorisering efter størrelse af varmebehov (økonomi for forskellige varmeløsninger afhænger i høj grad af størrelsen)
- Kategorisering efter varmetæthed i området (økonomi ved etablering af fjernvarme afhænger i høj grad af energitætheden)

Hovedkilder til data:
EVIDA og VarmeAtlas

Data er baseret på to hovedkilder:

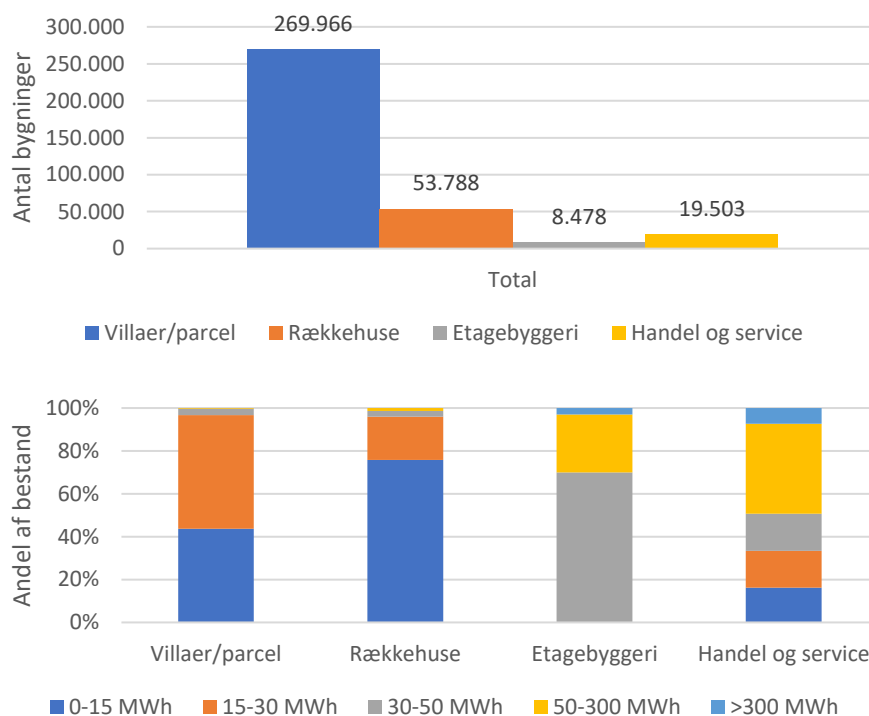
- **Målt gasforbrug for enfamiliehuse fra EVIDA.** DGC har på foranledning af EVIDA har leveret data for gasforbruget i enfamiliehuse fordelt efter størrelse af installeret kapacitet, forbrug og installationsår. Der er leveret data for alle danske kedler i størrelsen 5-40 kW, i alt ca. 374.000 kedler. DGC vurderer, at dette antal dækker stort set alene over kedler i enfamiliehuse. Der kan være enkelte flerfamiliehuse eller mindre erhverv, men ifølge DGC udgør denne del ikke mere end ca. 1 % af kedlerne. Data fra EVIDA dækker ikke etagebyggeri eller forbrug i handels- og servicesektoren.

- **Varmebehov i naturgasforsynede boliger fra VarmeAtlas.** PlanEnergi har bistået med at udtrække data fra VarmeAtlas, som er udviklet af AAU. De danske bygninger, som anvender naturgas til opvarmning, er hermed blevet karakteriseret efter størrelse og efter energitæthed. VarmeAtlas estimerer varmebehovet for bygninger med naturgasopvarmning ud fra informationer i BBR (bygningstype, anvendelse, areal, alder mv.) og kan vha. GIS-værktøj derudover bestemme energitætheden i det naturgasforsynede område, hvor bygningen ligger. Med VarmeAtlas opgøres data for naturgasforbrugere på bygningsniveau.

Endelig anvendes også Energistyrelsens Energistatistik 2018 til kvalitetssikring af data. Heri er opgjort det klimakorrigerede naturgasforbrug til opvarmning fordelt på forskellige forbrugskategorier, fx enfamiliehuse, etagebyggeri, offentlig og privat service, detailhandel mv.

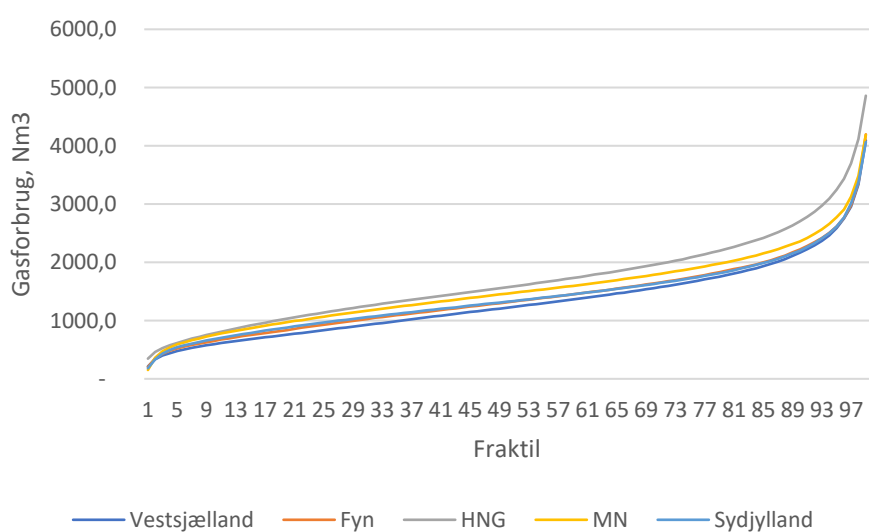
I data fra VarmeAtlas klassificeres bygningerne som en af fem typer: Villaer/parcelhuse, rækkehuse, etagebyggeri, handel og service og andet. Hver kategori opdeles yderligere i forskellige varmebehov-trin. Kategorien 'Andet', som indeholder *alle* bygninger i BBR, der ikke er inkluderet i de fire andre kategorier (herunder produktion og landbrug), er taget ud af analysen pga. usikkerheder om hvorvidt der reelt benyttes naturgas eller andre varmekilder (fx overskudsvarme). Jf. energistatistikken har denne gruppe et naturgasforbrug på ca. 2 PJ til opvarmning og udgør derfor en mindre del af det totale.

Figur 6 er en visualisering af dataene modtaget fra PlanEnergi hvor 'Andet' er frasorteret. Enfamiliehusene udgør ca. 92% af antallet af bygninger eks. gruppen "Andet". Dog har disse bygninger dog også et lavere gennemsnitligt varmebehov.



Figur 6: Øverst ses hvordan antallet af bygninger fordeler sig på bygningstyper. Nederst opdeles hver bygningstype afhængig af varmebehov.

Figur 7 er en visualisering af målet gasforbrugsdata fra DGC for kedler med kapaciteter på 5-40 kW. Udfra dataene er det muligt at beregne hvor mange bygninger har et varmebehov indenfor de samme varmebehovsintervaller som vist i Figur 6.



Figur 7: Anslået gasforbrug for kedler med en kapacitet under 40 kW.

Kombineret anvendelse af data fra EVIDA og VarmeAtlas til kategorisering af mindre og større forbrugere

De to primære datakilder er kombineret for at få den mest retvisende repræsentation af naturgasforbruget til opvarmning i Danmark. I de videre analyser er det vigtigste at inddele forbrugerne efter størrelse og efter energitæthed, og det har ikke været så væsentligt at inddele efter anvendelsen af bygningen. Det er derfor valgt at skelne mellem mindre forbrugere (enfamiliehuse) og større forbrugere (etagebyggeri og handel og service under ét). Data er anvendt på følgende måde til inddeling af forbrugerne:

- For mindre forbrugere (enfamiliehuse) er data fra EVIDA anvendt direkte til at estimere det samlede antal forbrugere og varmebehovet i denne gruppe. Data er desuden anvendt til at inddele gasforbrugerne efter størrelse. Med VarmeAtlas er de mindre forbrugere blevet inddelt efter energitæthed for hver størrelseskategori, og fordelingen på energitætheder (i %) er derefter anvendt til yderligere at inddele data fra EVIDA, så de mindre forbrugere også inddeles efter energitæthed.
- For de større forbrugere er der anvendt data direkte fra VarmeAtlas, og disse er fordelt på størrelser og efter energitæthed.

Der er foretaget en sammenligning af naturgasforbruget til opvarmning i Energistatistik 2018 og det samlede estimerede naturgasforbrug til opvarmning ud fra EVIDA's data for mindre forbruget og data for større forbrugere i VarmeAtlas (begge klimakorrigerede data). Samlet set giver begge kilder et forbrug på lidt over 31 PJ, dog en anelse lavere (ca. 1 %) i Energistatistik 2018. Ud fra EVIDA's tal vurderes forbruget i mindre bygninger (enfamiliehuse) dog til at være noget højere (23,1 PJ) end i Energistatistik 2018 (19,8 PJ). Tilsvarende vurderes forbruget i større bygninger i Energistatistik 2018 til større end anvendt i dette projekt. Men da EVIDA's data er baseret på faktisk målte gasforbrug for alle danske gaskedler i størrelsen 5-40 kW, og da DGC samtidig vurderer, at dette gasforbrug ret præcist repræsenterer gasforbruget i enfamiliehuse, er det valgt at fastholde anvendelsen af gasforbruget fra EVIDA.

2 Afkobling af naturgaskunder

Gasdistribution og forhold omkring forbrugernes kobling til gasnettet reguleres bl.a. af "Lov om naturgasforsyning". Nærmere metoder til fastsættelse af vilkår og priser godkendes af Energitilsynet (nu Forsyningstilsynet).

Det fremgår af lovens § 7 at:

- Alle forbrugere der er tilsluttet det sammenkoblede system skal afholde omkostninger til dækning af transmissions- og distributionsselskabernes nødvendige omkostninger til dækning af de opgaver disse er pålagt, herunder opgaver vedrørende naturgassikkerhed.
- Øvrige omkostninger påhviler de systembrugere, der modtager selskabets ydelser, og opkræves gennem det enkelte selskabs tariffer.

Det fremgår endvidere af §18, at enhver har ret til mod betaling at benytte [nettet] jf. dog stk3. (Stk 3 omhandler undtagelser, der her ikke skønnes relevante for almindelige naturgasforbrugere].

Forholdet mellem distributionsselskab og kunde er bl.a. reguleret af "Bekendtgørelse om forbrugeraftaler om levering af naturgas". Bekendtgørelsen omhandler dog ikke afkobling af eksisterende forbrugere.

I henhold til § 9 i "Bekendtgørelse om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg" (Projektbekendtgørelsen), skal der ydes kompensation for ejendomme, som naturgasdistributionsselskabet forsyner, såfremt der skiftes fra individuel naturgasforsyning til fjernvarme. Der ydes ikke kompensation ved skift til anden opvarmningsform end fjernvarme.

Jævnfør Gasselskaberne praksis, skal naturgasforbrugere frakobles gasnettet såfremt de helt ophører med at bruge gas. Det fremgår af Evidas hjemmeside, at: *Såfremt en forbruger overgår til anden varmforsyning eller af en anden årsag ikke har aftaget naturgas i et år eller mere, kan [Evida] kræve gasforsyningen til målerstedet afbrudt med det samme og gasforsyningsanlægget fjernet.*

Evida har oplyst, at kravet om afkobling skyldes sikkerhed, samt at den faktiske omkostning ved frakoblingen er afspejlet i frakoblingsgebyret.

Opkrævning af frakoblingsgebyr har bl.a. har til formål at sikre, at den sidste kunde ikke sidder tilbage med hele omkostningen.

Frakoblingsgebyret dækker bl.a.:

- Opgravning
- Afbrydelse af stikledning fra gadeledning
- Efterfølgende reetablering – dog ikke på kundens ejendom
- Fjernelse af måler, regulator og gasskab
- Afskæring af opføringsrør under jordoverfladen

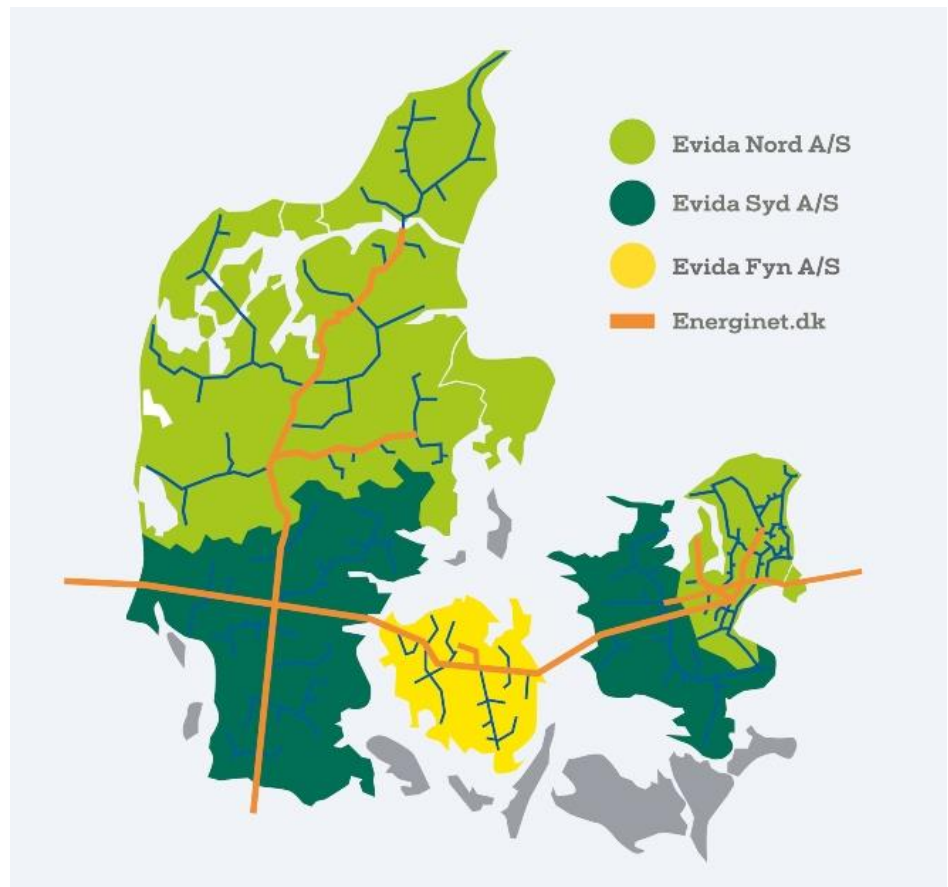
Stikledningen lukkes i begge ender, men efterlades i jorden, da opgravningen er for dyr. Frakoblingsgebyret er ifølge Evida meget lig den faktiske omkostning ved frakoblingen, hvilket anmeldes og godkendes af Forsyningstilsynet. Gasselskabet kan kræve at en kunde frakobler sig, hvis kunden ikke har aftaget naturgas i et år eller mere.

Frakobling af små
forbrugere

Der er i dag følgende forskellige frakoblingsgebyrer for mindre forbrugere (boligejere) i de tre prisområder Evida Nord, Evida Syd og Evida Fyn (se Figur 8/figur 8), som dog forventes at blive harmoniseret til en pris på omk. 8.000 kr. inkl. moms, hvis Evida forestår opgaven. De nuværende omkostninger ses i Tabel 1.

Gasselskabet forestår gravearbejdet	8.200 kr.	7.017 kr.	8.125 kr.
Entreprenøren forestår gravearbejdet*	5.400 kr.	4.040 kr.	4.375 kr.

*Tabel 1: Omkostninger til frakobling. *)Det er en forudsætning at entreprenøren, som skal forestå gravearbejdet, har den fornødne uddannelse samt har haft en gravetilladelse hos vejmyndigheden. Kilde: Evida*



Figur 8: Evida's distributionsområder/selskaber. Kilde: SEAS-NVE, "Find dit naturgasdistributionsselskab"

Frakobling af store forbrugere

Der er intet fastsat frakoblingsgebyr for store forbrugere. Her baseres prisen i stedet på konkrete beregninger for den enkelte kunde.

Koordineret frakobling

Hvis frakoblingen koordineres for mange forbrugere, fx en hel vej samtidig, er det muligt at opnå en reduceret pris. Det er dog ofte en kompliceret proces at koordinere, som bl.a. kræver kollektiv enighed om hvornår varmen lukkes og accept af den eventuelle resulterende periode uden varme. Det er ifølge Evida som oftest kun en vellykket model når det varetages af et fjernvarmeselskab der i samme ombæring konverterer forbrugerne til fjernvarme. I sådanne tilfælde kan det også være muligt at lukke hele vejen af (gadeledningen), fremfor at frakoble hver boligs stikledning.

Udfordringer ved koordineret frakobling:

- Kunderne frakobles sjældent samtidigt
 - Yderligere forstærket ved ophævelsen af tilslutningspligt
- Logistisk og planlægningsmæssig udfordring

- Koordinering af frakobling og tilslutning til fjernvarme af et større antal forbrugere på en gang er udfordrende
- Det har i praksis vist sig svært at reducere frakoblingsgebyret
 - Muligheden foreligger dog, og Evida er åben for at vurdere hvert enkelt projekt i forhold til mængderabat.

Kompensationsbetaling

Når naturgaskunder ved koordineret frakobling konverteres til fjernvarme betaler fjernvarmeselskabet jævnfør Projektbekendtgørelsen en kompensation til Evida, som vist nedenfor:

Kr./kunde (0-6.000 m ³)	2019	2020
Evida Nord (Gasnet)	565	537
Evida Syd (Dansk Gas Distribution)	6.154	5.846
Evida Fyn (NGF Nature Energy)	4.740	4.503

Kilde: Evida

Ved projektforslag modtaget af kommunen efter d. 31. december 2020 vil der ikke længere skulle betales kompensation. Forbrugere som først konverteres efter denne dato, men som er inkluderet i projektforslag modtaget før d. 31. december 2020 vil dog stadig skulle betale kompensation. Individuel frakobling betaler ikke kompensationsbetaling.

3 Relevante VE-alternativer til naturgas

Udfasning af naturgas betyder, at de nuværende naturgaskunder skal overføres til en anden VE kilde. Som udgangspunkt er der seks alternative opvarmningsteknologier, som fjerner eller nedsætter brugen af naturgas:

- Eldrevne varmepumper
- Hybridvarmepumper
- Elvarme
- Fjernvarme
- Grøn gas
- Biomasse

Derudover er en mulighed at lave energibesparelser, der reducerer gasforbruget. Følgende afsnit forklarer de forskellige alternativer.

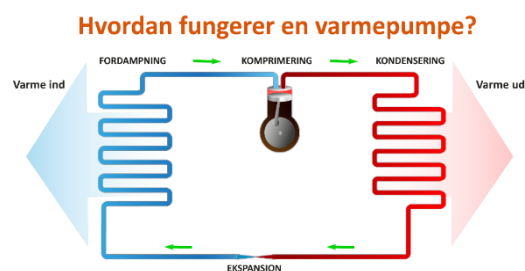
3.1 Eldrevne- og hybridvarmepumper

De 3 mest almindelige typer eldrevne varmepumper er:

- Luft-luft varmepumper
- Luft-vand varmepumper
- Jordvarmeanlæg (væske-vand varmepumper)

Eldrevne varmepumper henter varme fra omgivelserne, fx fra udendørsluften eller jorden, som øges vha. en kølekreds drevet af elektricitet. En varmepumpe er i princippet samme teknologi som et køleskab, blot omvendt.

Navnene på varmepumperne indikerer hvorfra varmen optages samt hvilket medie varmen leveres som. Varmen leveres enten som opvarmet luft eller vand. En luft-luft varmepumpe optager varme fra udendørsluften og leverer opvarmet luft indendørs, mens en luft-vand varmepumpe også optager varme fra luft, men leverer opvarmet vand i stedet. Et jordvarmeanlæg optager varme fra jorden fx vha. nedgravede slanger med cirkulerende væske, og leverer opvarmet vand. En luft-vand og en jordvarme varmepumpe kan fungere som centralt varmeanlæg på lige fod med et gasfyr.



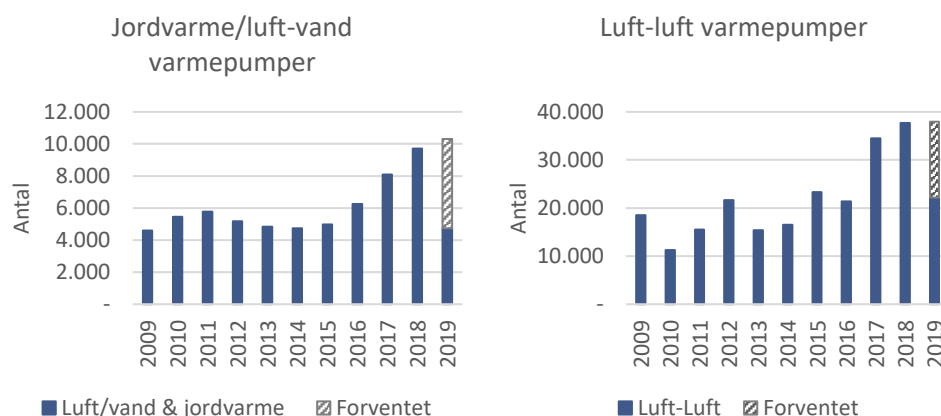
Da en luft-luft varmepumpe ikke kan levere brugsvand samt at den kun leverer varme i ét punkt i bygningen, anses den som en supplerende varmekilde. Dog har luft-luft varmepumper den ekstra fordel at de kan levere køling.

Effektiviteten af en varmepumpe kaldes også en COP-værdi (Coefficient Of Performance). En varmepumpe med en COP på 3 har en effektivitet på 300%, hvilket betyder at varmepumpen leverer 3 gange så meget varme som den tilførte el.

Da en varmepumpes COP er afhængig af driftsforholdene, herunder udendørstemperaturen samt temperaturen af den leverede varme, er COP'en ikke konstant. Varmepumper klassificeres derfor også med en SCOP (Seasonal Coefficient Of Performance), som er en COP vægtet ift. de forventede temperaturforhold over et år.

Da varmepumper har en effektivitet væsentlig over 100%, har de lave driftsomkostninger, sammenlignet med andre opvarmningsformer. Dog har varmepumper en væsentlig højere investeringsomkostning sammenlignet med fx et gasfyr. I analysen betragtes af denne grund kun luft-vand varmepumper og ikke jordvarmeanlæg, da disse har højere investeringsomkostninger og stiller flere krav til den bolig de installeres i.

Figur 9 viser salgstallene i perioden 2009 – 2019 (1. halvår), hvor det ses at både salget af luft-luft varmepumper og luft-vand/jordvarme varmepumper er fordoblet de seneste 5-6 år.



Figur 9: Danske salgstal for forskellige eldrevne varmepumper, hvor der er set en markant stigning de seneste år. Kilde: Energistyrelsen.

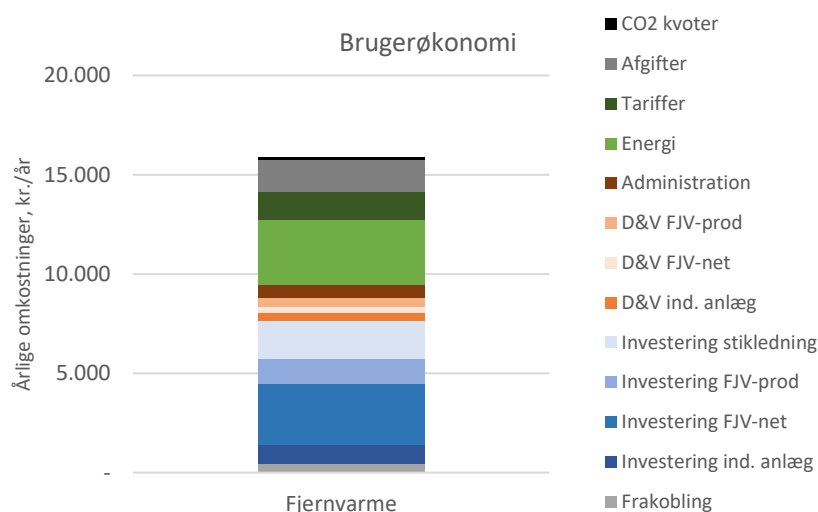
3.1.1 Hybridvarmepumper

En hybridvarmepumpe er en luft-vand varmepumpe, hvor varmepumpen er kombineret med et gasfyr. Derved kan driften optimeres, da gasfyrret og varmepumpen har hver deres fordele. Varmepumpen har billig drift i de fleste timer og bør derfor levere størstedelen af varmen, mens gasfyrret kan supplere eller overtage driften når elpriserne stiger og temperaturerne falder. I beregningerne fremlagt i kapitel 4 antages at 80% af varmen leveres af varmepumpedelen.

Derudover kan en hybridvarmepumpe i højere grad levere fleksibilitet til elnettet sammenlignet med almindelige varmepumper, da den kan stoppe elforbruget i længere perioder hvis nødvendigt, fx i flere dage. En ren varmepumpe er mere begrænset mht. fleksibilitet. Hybridvarmepumpens fleksibilitet kan have værdi for driften af nettet, og derfor modtager hybrid varmepumper en lavere samfundsøkonomisk el tarif i beregningerne.⁶

3.2 Fjernvarme

Fjernvarme er et andet alternativ til opvarmning med naturgas. Som gas, kræver fjernvarme et kollektivt gadenet. Både gas- og fjernvarmeinfrastrukturen bygges typisk i tætbebyggede områder, da gadenettet udgør en betydelig andel af omkostningerne.



Figur 10: Eksempel på komponenterne i fjernvarmeomkostninger.

Figur 10 viser de komponenter i fjernvarmeomkostningerne som medregnes i omkostningerne af fjernvarme, i alt 13 komponenter. Figuren er blot et eksempel mens resultaterne vises i kapitel 4.

Da fjernvarme kræver et kollektivt gadenet og central varmeproduktion, varierer de årlige omkostningerne afhængig af det konkrete område og lokale forhold.

Fjernvarme er billigst for boliger hvor gadenettet allerede eksisterer og man blot skal lægge en stikledning og opsætte en fjernvarmeunit. I nye fjernvarmeområder er økonomien bedst ved høje energidensiteter, altså hvor

⁶ Den samfundsøkonomisk elnettarif antages om 160 kr./MWh, hvilket er en gennemsnits betragtning, hvor spidserne har højere omkostninger og lavt forbrug medfører lave omkostninger. Hvis man antager at den samfundsøkonomiske elnettarif er ca. dobbelt så høj i spidsen (4 timer per dag), er den samfundsøkonomiske tarif 128 kr./MWh resten af døgnet. Det antages at hybrid varmepumper undgår elforbrug i denne periode, og derved opnår en elnettarif på 128 kr./MWh.

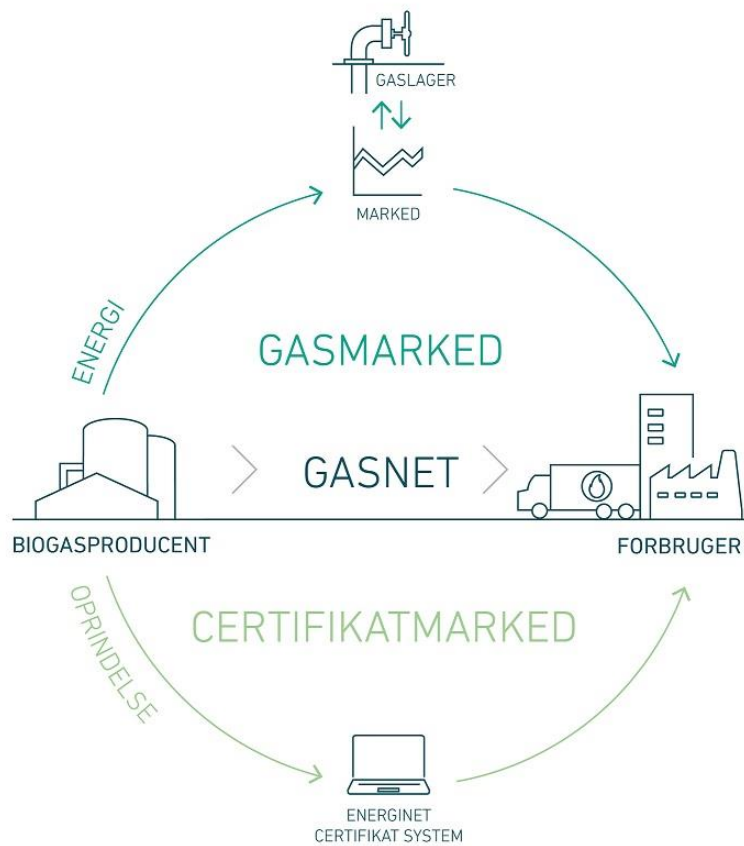
der er stort varmebehov per kvadratkilometer, da omkostninger til gadenet per MWh er lavere.

3.3 Grøn gas

Grøn gas er en betegnelse for gastyper som klassificeres som vedvarende, fx biogas og elektrofuels. Især biogas er relevant da elektrofuels stadig er i demonstrationsfasen, hvor biogas er på vej mod storskala produktion.

Biogas fra biogasanlæg opgraderes (renses for CO₂, vanddamp m.v), tryksættes og tilføres gasdistributionsnettet og kaldes Bionaturgas. Bionaturgas er næsten 100% ren metan. Blandinger Naturgas/Bionaturgas kan anvendes i eksisterende gasfyr fuldt på linje med ren Naturgas. Bionaturgas har lidt lavere brændværdi og Woppetal end Naturgas fra Nordsøen, hvilket kan give afregningsmæssige og i visse tilfælde tekniske udfordringer såfremt gasblandingen ikke er præcist kendt og forudset.

Biogasleverandøren registrerer den tilførte mængde biogas hos Energinet, med oplysninger om hvor, hvornår og ofte også med hvilke råvarer biogassen er produceret. Energinet udsteder herefter bionaturgascertifikater, som forbrugerne kan købe (1 MWh bionaturgas = 1 certifikat). Biogassen kan på denne måde sælges fra producent til forbruger på trods af, at molekylerne i gasnettet er blandet med naturgas. Når forbrugeren har købt et certifikat, annulleres de i Energinets register så de ikke kan sælges til andre.



Figur 11: Illustration af biogasmarkedet. Kilde: Energinet.

3.4 Elvarme

Naturgasopvarmede bygninger har et vandbåret varmesystem, hvorimod traditionel elvarme består af elradiatorer. Det vurderes ikke sandsynligt, at man ved skift fra naturgas til elvarme ville installere elradiatorer, men at man istedet installere en tilstrækkelig stor vandbeholder med en elpatron, som kan forsyne det vandbårne varmesystem.

Elvarme er et andet alternativ til opvarmning med naturgas. Pt. er der et forbud mod elvarme, hvor det ikke er tilladt at etablere ny elvarme i helårsboliger. Desuden anses elvarme for en relativt dyr opvarmningsform, dog er investeringsomkostningerne lave sammenlignet med andre teknologier. På trods af forbuddet er økonomien for elvarme også belyst og medtages i analysen.

3.5 Biomasse

Opvarmning med biomasse i form af træpillefyr er et andet VE alternativ til naturgas. Biomasse er en begrænset ressource og er ofte ikke økonomisk konkurrencedygtig. Derfor vurderes det ikke, at træpillefyr vil blive et

væsentligt ønsket valg ved udfasning af naturgas. Træpillefyr medtages ikke i den videre analyse.

3.6 Energibesparelser

Et alternativ til at reducere naturgasforbruget til opvarmning, er ved at implementere energibesparelser som sikrer et nedsat varmebehov. rapporten "Samfundsøkonomisk værdi af varmebesparelser" udarbejdet af Ea Energianalyse i 2018 bygger på rapporten "Varmebesparelse i eksisterende bygninger" udarbejdet i 2017 af Statens Byggeforskningsinstitut. Den sidstnævnte rapport undersøger hvad det tekniske potentiale er hvor den først nævnte finder det samfundsøkonomiske optimale niveau af varmebesparelser. Her blev det konkluderet at et varmebesparelses niveau på 31% frem mod 2050 er samfundsøkonomisk optimalt.

Dette optimum omhandler kun forbedringer af klimaskærmen. Dertil kommer energibesparelser som skyldes bedre bygningsstyring, fx intelligente termostater. Derfor opjusteres varmebesparelsesniveaue til 35% i 2050.

Dog vil ikke hele varmebesparelsen vise sig som faktisk reduceret varmebehov da det i stedet konverteres til øget komfort i form af fx højere indendørs temperaturer. Energistyrelsen vurderede i rapporten "Rebound effekten for opvarmning af boliger" fra 2016 at ca. 30% og muligvis mere af den tekniske besparelse omsættes til komfort. Statens Byggeforskningsinstitut har i 1029 udgivet en rapport ved navn "Beboernes betydnings for den realiserede varmebesparelse ved renovering af boliger". Rapporten vurderer at kun 40-60% af varmebesparelserne realiseres grundet beboers adfærd.

Til analyserne i dette projekt antages et varmebesparelsesniveau på 35% og en reboundeffekt på 40%, således at de realiseret varmebesparelser er 21% i 2050.

Det antages at energibesparelserne indfries lineært mellem 2020 og 2050.

4 Økonomi for alternativer til naturgas

Dette kapitel gennemgår bruger- og samfundsøkonomien for de fire relevante VE alternativer til naturgas i 2030: grøn gas, varmepumper, fjernvarme og elvarme beskrevet i Kapitel 3.

Beregningerne af den økonomiske rentabilitet ved de forskellige alternativer laves på baggrund af parametre som investeringsomkostninger, omkostninger til drift og vedligeholde, eventuelle omkostninger til afkobling af naturgas, energi, tariffer, mm.

Følgende økonomiberegninger vises for to bygningstyper:

- enfamiliehuse med et årligt varmebehov på 16,8 MWh⁷ i år 2030 og
- storforbrugere med et årligt varmebehov på 616 MWh i år 2030, hvilket svarer til en større etagebolig eller servicebygning.

De beregnede omkostninger indeholder otte omkostningskomponenter:

Investeringsomkostninger	Disse er opgjort som annuiteter beregnet med løbetid over teknologiens levetid og en rente på 3,3% ⁸ eller 4% for hhv. de bruger- og samfundsøkonomiske beregninger. For fjernvarmeløsningerne medtages investeringerne for fjernvarmeunit, stikledning, fjernvarmeproduktion og fjernvarmenet. For alle opvarmningsformer som ikke benytter gas, medregnes et gebyr til frakobling af gasforsyningen i investeringen.
D&V omkostninger	De årlige udgifter til drift og vedligehold. For fjernvarmeløsningerne er D&V for fjernvarmeunit, -produktion og -net inkluderet.
Forstærkning af gasnet	Omkostning til forstærkning af gasnettet i forbindelse med skiftet til biogas. Dette beskrives nærmere i biogas-afsnittet herefter.
Energi	Her inkluderes omkostninger til energi, eks. tariffer og afgifter. Avance er inkluderet for brugerøkonomi, men ikke i samfundsøkonomien. Til energiprisen for biogas benyttes naturgasprisen tillagt en certifikatpris der er anslået til 50 øre/m ³ i de brugerøkonomiske beregninger, mens i de samfundsøkonomiske beregninger benyttes forventede omkostninger til at

⁷ Jf. Energistyrelsens Teknologikatalog for individuelle varmeinstallationer er varmebehovet i et eksisterende enfamiliehus 16,8 MWh/år.

⁸ Se bilag 1.

producere biogas, samt omkostninger til opgradering og indfødning af bionaturgas. Se Bilag 1 for antagelser om brændsels- og elpriser.

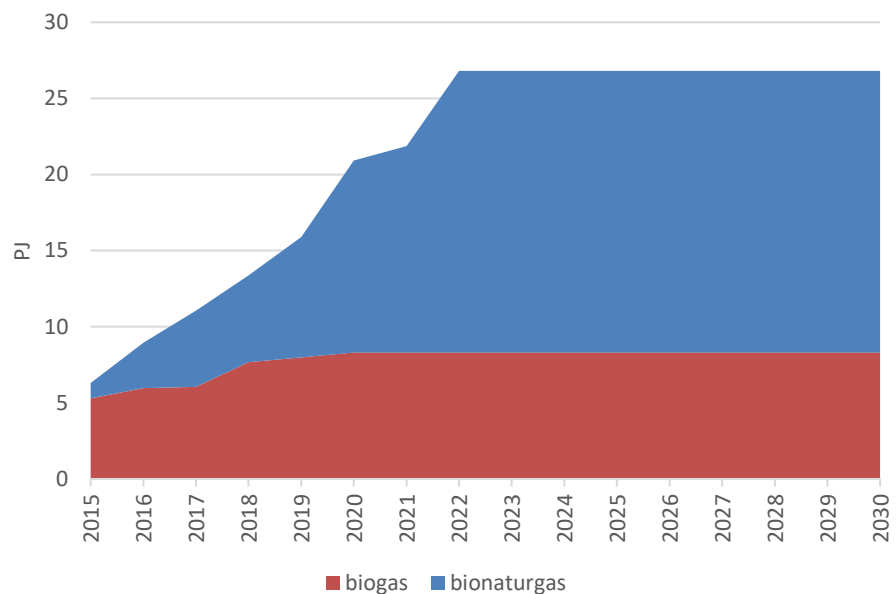
Tariffer	Tarifferne omfatter både tariffer for elektricitet og gas. Samfundsøkonomisk benyttes en eltarif på 240 kr./MWh og 160 kr./MWh for hhv. husholdninger og storforbrugere. For gas benyttes Energistyrelsens samfundsøkonomiske gasdistributions tarif eks. sunk costs til de samfundsøkonomiske beregninger.
Afgifter	Afgifter er kun medregnet i brugerøkonomien. For gas medregnes en energi, CO ₂ og NO _x afgift. Brugerøkonomisk betaler biogasløsningerne de samme afgifter, da biogas afregnes som naturgas. For el medregnes en elafgift på 155 kr./MWh fra 2021.
CO ₂	Brugerøkonomisk er der medregnet omkostninger til CO ₂ -kvoter. Af de analyseret opvarmningsformer er det kun fjernvarme som betaler CO ₂ -kvoter, men da det antages at fjernvarmen produceres vha. varmepumper og biogas, omkostning nul. I de samfundsøkonomiske beregninger medregnes CO ₂ -omkostningen for emissionerne fra naturgasfyret. I både de bruger- og samfundsøkonomiske beregninger benyttes Energistyrelsens CO ₂ -kvote fremskrivning hvor CO ₂ koster 287 eller 330 kr./ton i 2030 for hhv. kvotesektoren og udenfor kvotesektoren. Derudover vises ekstraudgiften hvis CO ₂ -prisen steg til 2.000 kr./ton.
Moms	Moms er inkluderet i de ovenstående omkostningskomponenter for de brugerøkonomiske beregninger.

Se kapitel 8 for følsomhedsanalyser og kapitel 9, bilag 1 for gennemgang af de anvendte forudsætninger og overvejelserne bag.

4.1 Grøn gas

Grøn gas kan i princippet dække over alle typer gasser med nul eller lav CO₂ påvirkning. I denne analyse fokuseres på grøn gas der distribueres via naturgasnettet, hvilket i dag udelukkende er opgraderet biogas (bionaturgas). I fremtiden kan også electrofuels i form af metaniseret CO eller CO₂ indgå, og der er også mulighed for en begrænset andel ren brint i gasnettet.

I henhold til seneste basisfremskrivning fra Energistyrelsen (BF19) vokser produktionen af biogas til i alt 27 PJ i 2023, hvoraf 18,5 PJ tilføres naturgasnettet som bionaturgas. Fra 2023 sker ingen yderligere udbygning på grund af ophør af eksisterende tilskudsordninger.



Figur 12: Dansk produktion af biogas og bionaturgas frem mod 2030 (BF19).

Forskellige analyser af det danske potentiale for biogas peger på, at potentialet især er afhængig af om halm anvendes til biogasproduktion eller finder anden anvendelse. I rapporten "Biogas i Danmark" Energistyrelsen 2014, peges på et samlet biogaspotentiale på knap 50 PJ, hvoraf ca. 12 PJ er halm. Rapporten viser også et maksimalt potentiale med tilførsel af yderligere 30 PJ halm, hvorved der kan produceres knap 80 PJ biogas. En nyere vurdering fra SDU (ej offentliggjort) peger på et maksimalt potentiale i i 2030 på 55 PJ og i 2040 helt op til 95PJ, hvoraf ca. 55% er baseret på halm og dybstrøelse.

Der er således teoretisk grundlag for at biogasproduktionen i Danmark over 20 år kan øges med en faktor 3-4, sammenlignet med den forventede produktion i 2023 fra BF19. Et afgørende spørgsmål er naturligvis, i hvilket omfang, og med hvilken økonomi dette potentiale lader sig realisere. Her kan det være en særlig udfordring at basere 55% af biogasproduktionen på halm og dybstrøelse, da disse ressourcer er tungt omsættelige og med højt tørstofindhold.

Værdi af biogas i 2020

Biogas der tilføres naturgasnettet modtager (2020) en støtte på ca. 125 kr./GJ. Støtten tilfalder operatøren af opgraderingsanlægget. Andre indtægter udgøres af salgsindtægter baseret på naturgasværdien, certifikater samt evt. de såkaldte biotickets⁹. Værdien af certifikater og biotickets er stærkt

⁹ For den mængde biogas der går til vejtransport kan iblandingskravet udløse såkaldte biotickets. Det er Eas vurdering, at værdien af biotickets varierer, men kan være op til over 100 kr/GJ.

efterspørgselsbestemte. I de senere år har der været stor efterspørgsel efter certifikater fra bl.a. Sverige, idet svenske aktører kan få afgiftsrabat på biogas. Oplysninger fra sektoren om certifikatværdien svinger, men det antages her at værdien svarer til 50 øre/m³ bionaturgas produceret.

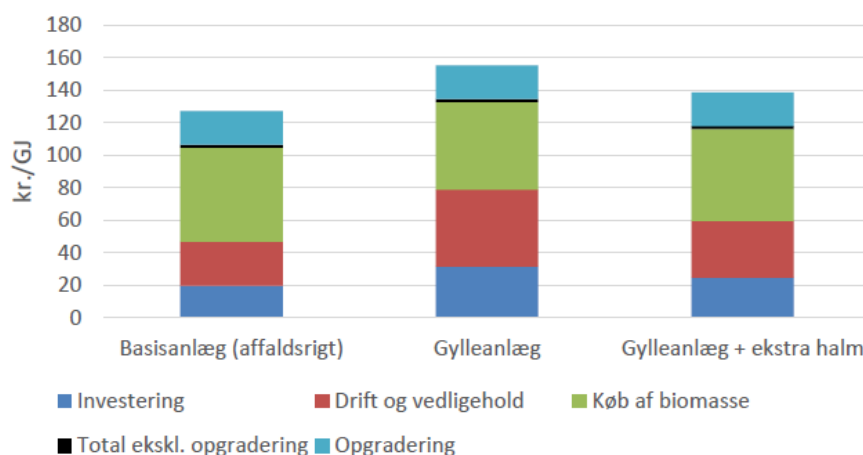
Den samlede indtægt for Bionaturgas i 2020 kan groft anslås til summen af støtte (125 kr./GJ), naturgasværdien (25 kr./GJ), certifikater (15 kr./GJ) og biotickets (ukendt), i alt mere end 165 kr./GJ svarende til knap 6 kr./m³ biometan.

Omkostninger

Omkostningerne ved at producere biogas er analyseret i en række sammenhænge, og opdaterede analyser fra den såkaldte *Biogas taskforce* indgår som grundlag for beskrivelsen i Energistyrelsens teknologikatalog. Kataloget har også dannet grundlag for omkostningsvurderingen i rapporten *Perspektiver for produktion og anvendelse af biogas i Danmark*, Energistyrelsen, november 2018. Teknologikataloget anvendes også i nærværende rapport.

Det ses i Figur 13, at anlæg der får tilført industriaffald og/eller betydelige mængder halm vurderes at have produktionsomkostninger på 130 – 140 kr./GJ inkl. opgradering til bionaturgas. I ovennævnte rapport opnås et gasudbytte på godt 30 m³ bionaturgas (metan) pr. ton biomasse. Ifølge oplysninger fra bl.a. Energistyrelsen, var det gennemsnitlige gasudbytte for de danske anlæg i 2019 ca. 35 M³ metan pr. ton biomasse.

Produktionsomkostninger for biogas, 2020



Køb af biomasse	59	55	58
Drift og vedligehold	27	47	35
Investering	20	31	25
Produktionspris	106	134	117
Opgradering	22	22	22
Produktionspris inkl. opgradering	127	155	139

Figur 13: Omkostninger ved produktion af Bionaturgas. Kilde: Perspektiver for produktion og anvendelse af biogas i Danmark, Energistyrelsen, november 2018.

Det er oplyst, at biogasaktører er i færd med at analysere potentialet for at sænke produktionsomkostningerne for biogas fremadrettet. Data fra disse analyser har dog ikke været til rådighed for dette projekt. I et større EUDP-projekt analyseres omkostninger til at producere biogas i beregnede modelanlæg. Omkostningen for opgraderet bionaturgas inkl. finansiering beregnes i dette projekt (foreløbige tal) til 140 kr./GJ for det mest omkostningseffektive anlæg. Med samfundsøkonomisk rente på 4% bliver omkostningen 127 kr./GJ

I de samfundsøkonomiske beregninger benyttes en bionaturgas omkostning på 134 kr./GJ i 2020, faldende til 121 kr./GJ i 2040, baseret på teknologikataloget og inkl. en værdi for øget gødningsværdi på 2,8 kr./GJ.

Andre grønne gasser

Som nævnt tidligere, kan andre grønne gasser udgøres fx af elektrometan eller – efter oplysninger fra DGC – op til 10%_{vol} brint. Elektrometan produceres ved en syntese mellem CO₂ og brint. Ved anvendelse af den CO₂ som

bortrenses fra biogas i opgraderingsprocessen, kan det samlede gaspotentiale øges med ca. 50%. Omkostningerne til produktion af elektrometan er naturligvis afhængige af produktionsomkostningerne for brint, og er vurderet til knap 200 kr/GJ i 2030 (Ea Energianalyse, 2020).

Afregning af bionaturgas

Ved eksisterende regulering er der afregningsmæssigt ikke forskel på bionaturgas og naturgas. Kunderne køber blandgassen som naturgas med dertil hørende afgifter. I denne analyse regnes brugeromkostningerne for grøn gas derfor som naturgasprisen + køb af grønt certifikat. Som tidligere nævnt, antages en certifikatpris på 50 øre/m³ metan (13,9 kr./GJ).

Distribution og forstærkning af gasnet

I beregningerne er distributionstarifferne for biogas lig distributionstarifferne for naturgas. Dog introduceres en omkostning til forstærkningen af gasnettet ved biogasløsningen (kompressorstationer).

Gasnettet består både af et transmissionsnet samt et distributionsnet, hvor transmissionsnettet har et højere tryk og er beregnet til at transportere store mængder gas mellem gasområderne. Gasnettets transmissionsnet er struktureret efter, at naturgas kommer til det danske net vha. få kanaler, og er dimensioneret til at håndtere denne strøm af naturgas. I modsætning til naturgas, er biogas produceret på lokale anlæg. Det lokale net er ikke dimensioneret til store mængder lokal gasproduktion og produktionsanlæggene er ikke nødvendigvis tilknyttet transmissionsnettet. Derfor bliver det nødvendigt at forstærke gasnettet. I en analyse af net investeringerne ved opstilling fra naturgas til grøn gas blev omkostningen til forstærkning vurderet som 4,5 kr./GJ eks. moms.

Eksternaliteter ved bionaturgas.

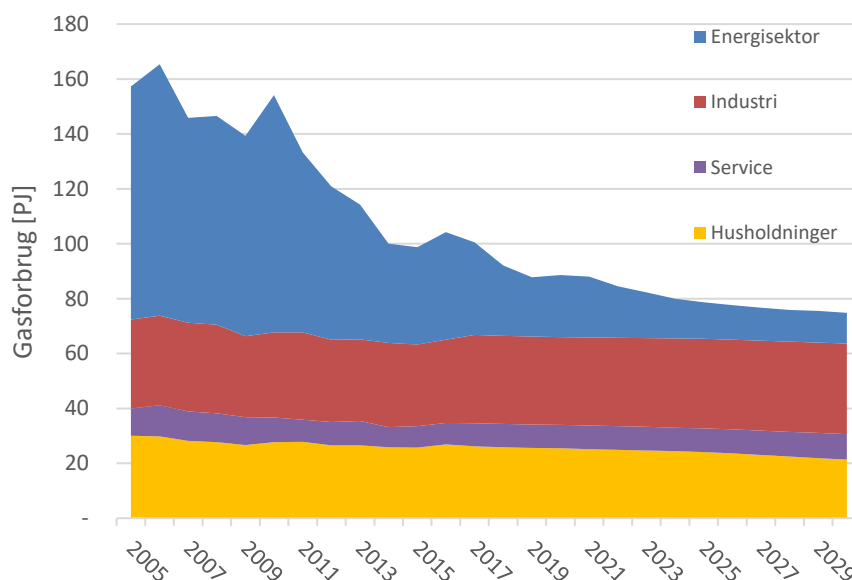
Afgasning af gylle og dybstrøelse fra landbruget medfører reduceret emission af CO₂. Da biogas regnskabsmæssigt (som al anden biomasse) ikke udleder CO₂, får biogas dermed en samlet set negativ CO₂ emission sammenlignet med en reference med traditionel gyllehåndtering. Med udgangspunkt i notatet "Effekt af biogasproduktion på drivhusgasemissioner", Energistyrelsen 2016, vurderes det at bionaturgas har en negativ CO₂ emission svarende til -3,5 kg CO₂/GJ.

Udbud/efterspørgsel af biogas og grøn gas i 2030-2040

I henhold til BF19 er der i Danmark en faldende efterspørgsel efter gas. Således falder forbruget fra ca. 160 PJ omkring 2005 til ca. 75 PJ i 2030. På grund af målsætningen om 70% reduktion af klimagasser i 2030 og ambitionen om en ambitiøs elektrificering, er det dog sandsynligt at efterspørgslen falder yderligere. Såfremt det meget ambitiøst lykkes fx at

elektrificere 50% af energiforbruget i husholdninger, service og industri frem mod 2030, vil gasefterspørgslen falde til ca. 35 PJ.

I modsat retning tæller, at der er efterspørgsel efter dansk biogas i udlandet (grønne certifikater), samt at bl.a. biogasbranchen har ambitiøse fremskrivninger af efterspørgslen efter biogas i transportsektoren, især tung transport. Dertil kommer, at ny teknologi åbner for omkostningseffektiv produktion af metanol på grundlag af biogas. Metanol og flydende biogas (LNG) til transport, vurderes at have langt større samfundsøkonomisk værdi end biogas til produktion af rumvarme eller lavtemperatur procesvarme. Transportsektoren kan derfor øge efterspørgslen efter biogas betydeligt frem mod 2040, herunder til eksport. Et groft skøn er 10 PJ i 2030 og mere end 30 PJ i 2040.



Figur 14: Efterspørgsel efter gas i Danmark (excl. Nordsøen). Kilde: BF19.

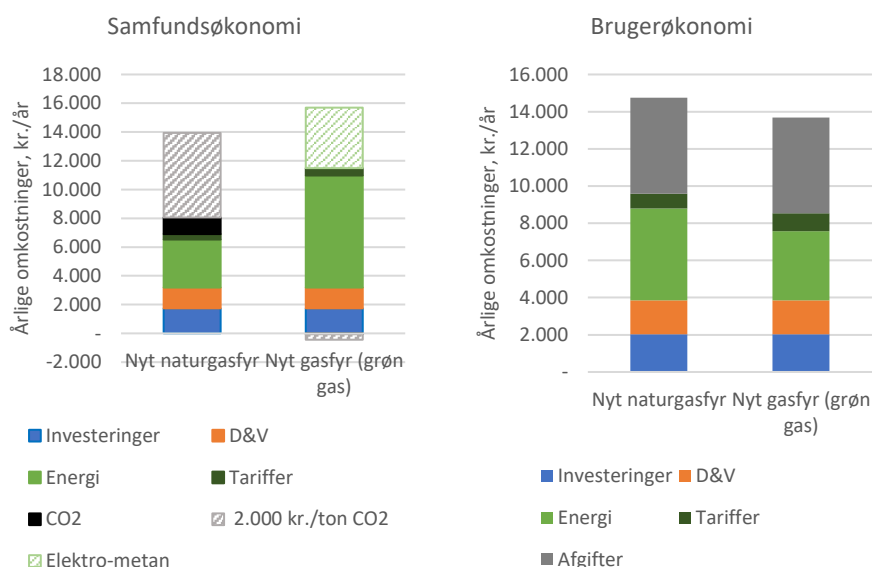
Det er derfor særdeles usikkert, om der frem mod 2030 og 2040 bliver produceret tilstrækkeligt biogas i Danmark til at dække hele efterspørgslen fra eksport til transportformål, international handel med grønne certifikater samt det indenlandske behov for gas.

Marginal omkostning for grøn gas.

Såfremt det ikke lykkes at udvide produktionen i tilstrækkeligt omfang, og såfremt naturgas skal udfases helt, vil der derfor skulle tilføres anden grøn gas end biogas til gasnettet. Som nævnt tidligere, er den marginale omkostning til elektrometan beregnet til at være knap 200 kr./GJ i 2030.

4.1.1 Enfamiliehuse

Figur 15 viser både de samfundsøkonomiske og brugerøkonomiske omkostninger for et enfamiliehus med et gasfyr drevet af enten naturgas eller biogas i 2030. Resultaterne viser, at biogas både er samfundsøkonomisk og brugerøkonomisk dyrere end naturgas, med en CO₂-pris på 330 kr./ton CO₂. Hvis CO₂-prisen hæves til 2.000 kr./ton, er naturgas dog samfundsøkonomisk dyrere end biogas.



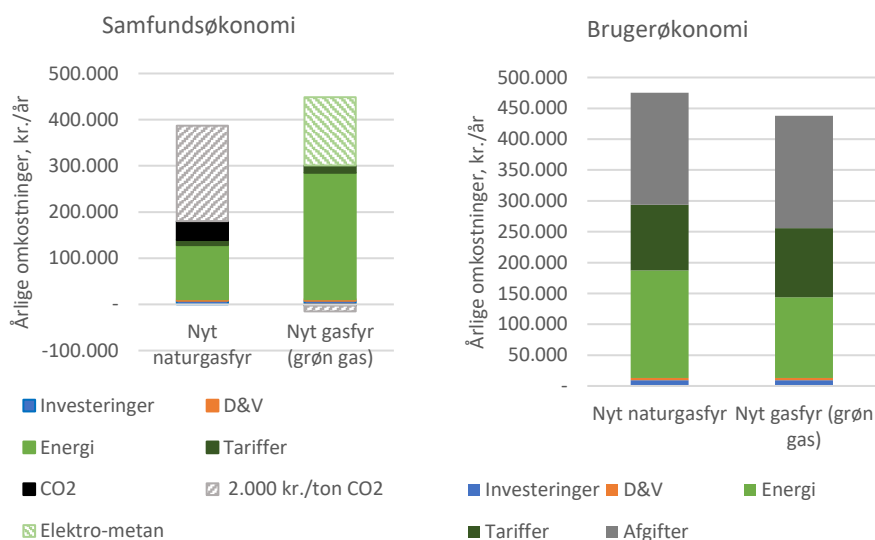
Figur 15: Samfunds- og brugerøkonomi for en husstand med et årligt varmebehov på 16,8 MWh i år 2030.

De samfundsøkonomiske omkostninger er 8.100 kr./år for et gasfyr med naturgas og 11.400 kr./år for et gasfyr med biogas. Den samfundsøkonomiske omkostning for biogas er 129 kr./GJ i 2030, hvilket resulterer i en markant højere årlig energiomkostning sammenlignet med naturgas som har en samfundsøkonomiske omkostning på 67 kr./GJ. Dog har naturgas en CO₂ omkostning på ca. 1.200 kr./år ved en CO₂-pris på 330 kr./ton (7.500 kr./pr ved 2.000 kr./ton).

Brugerøkonomisk, er biogas også dyrere end naturgas grundet omkostningerne til certifikater og forstærkning af gasnettet. Certifikaterne øger energiomkostningen med 13,8 kr./GJ, mens forstærkningen af gasnettet øger omkostningerne med 4,5 kr./GJ.

4.1.2 Storforbrugere

Figur 16 viser de samfunds- og privatøkonomiske omkostninger for storforbrugere. Som med enfamiliehusene, er både den samfundsøkonomiske og brugerøkonomisk omkostning for opvarmning med biogas højere med en CO₂-pris på 330 kr./ton. Dog udgør investeringen i anlægget en mindre andel af omkostningerne, da omkostningerne til energi er væsentlig højere.



Figur 16: Samfunds- og brugerøkonomi for en storforbruger med et årligt varmebehov på 616 MWh i 2030

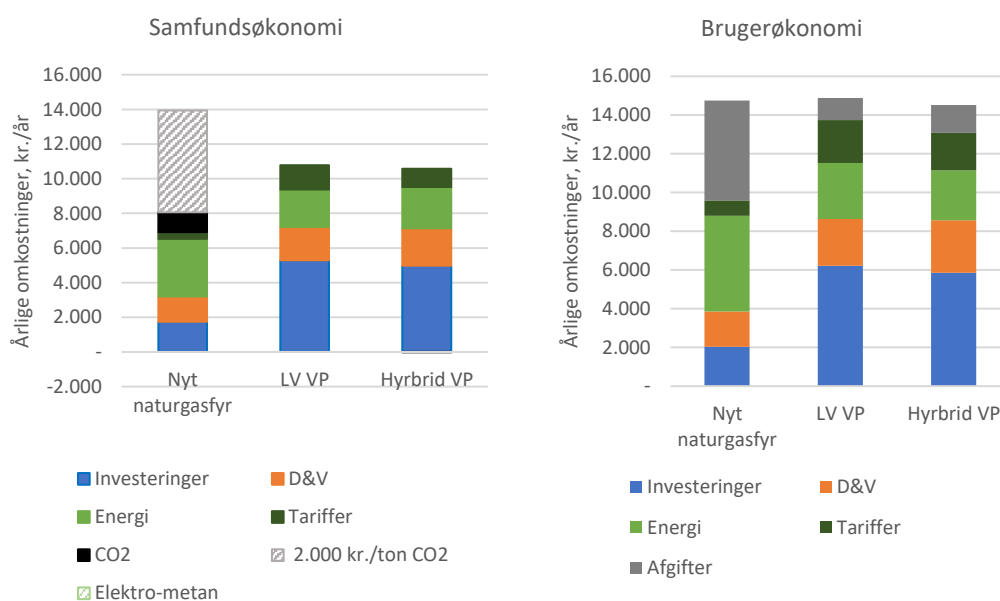
4.2 Varmepumper

I følgende afsnit præsenteres bruger- og samfundsøkonomien for luft-vand varmepumper (LV VP) og hybridvarmepumper (hybrid VP). Jordvarmeanlæg vurderes ikke at være et attraktivt alternativ for mange boliger pga. højere investeringsomkostninger og særlige krav til boligen og behandles derfor ikke.

4.2.1 Enfamiliehuse

Figur 17 viser de årlige omkostninger for de to typer af varmepumper, sammenlignet med et gasfyr med. Hybridvarmepumpen benytter biogas og leverer derved en 100% grøn opvarmning.

Samfundsøkonomisk er de årlige omkostninger for varmepumperne ca. 1.800-2.000 højere end for et gasfyr med naturgas med en CO₂-pris på 330 kr./ton. Ved en samfundsøkonomisk CO₂ pris ca. 730-790 kr./ton CO₂ bliver varmepumper ligestillet med naturgas. Figuren viser også omkostningerne for en CO₂-pris på 2.000 kr./ton.

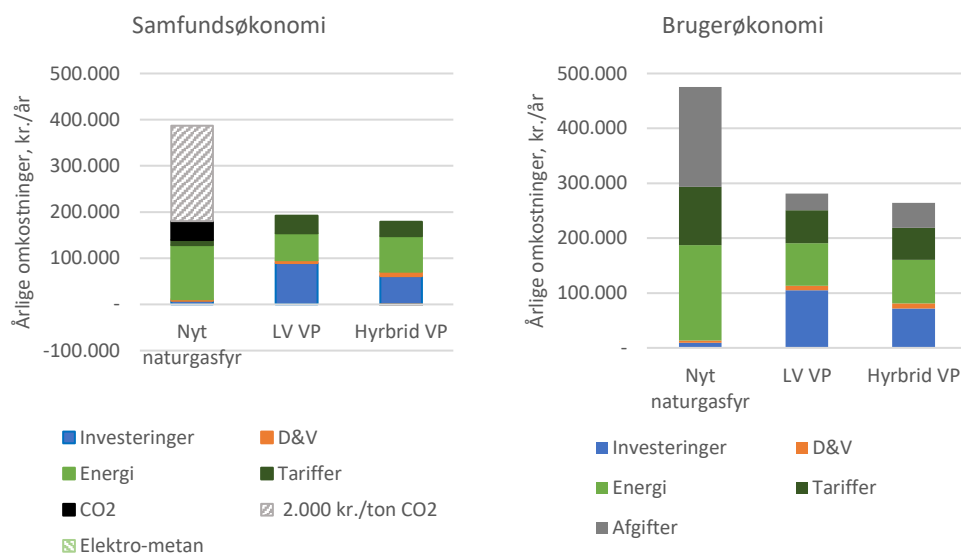


Figur 17: Samfunds- og brugerøkonomi for en husstand med et årligt varmebehov på 16,8 MWh i år 2030.

Brugerøkonomisk er varmepumpe løsningerne næsten ligestillet opvarmning med naturgas for dette varmebehov, hvilket skyldes at de højere investeringsomkostninger opvejes af de lavere omkostninger til energi og afgifter.

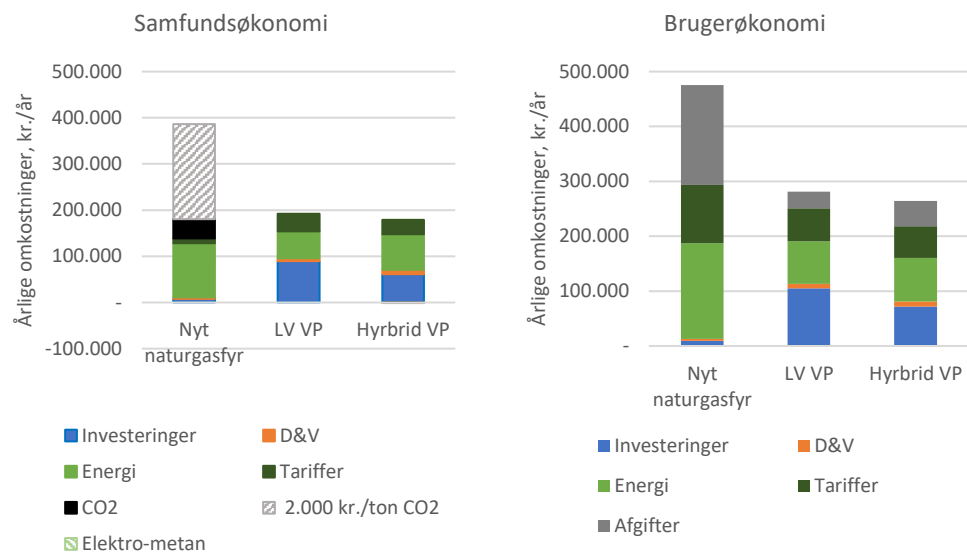
4.2.2 Storforbrugere

Storforbrugere har et større forbrug, som kræver en større investering, men i fx. etageboliger er der også flere som deler udgifterne. Derfor udgør investeringsomkostningen en mindre andel i de årlige udgifter, mens de løbende udgifter til energien, tariffer og afgifter stiger forholdsvis med forbruget.



Figur 18: Samfunds- og brugerøkonomi for en storforbruger med et årligt varmebehov på 616 MWh i 2030.

Hybridløsningen til storforbrugere er opbygget af en varmepumpe, som leverer 90% af varmebehovet, hvilket svarer til, at den har en kapacitet på ca. 43% af det totale kapacitetsbehov. Gasfyret leverer de sidste 10% af varmen vha. biogas. Gasfyret i hybridløsningen er dimensioneret således, at det har kapacitet til at forsyne hele boligblokken. Se kapitel 9, bilag 1 for gennemgang af beregningsforudsætninger.

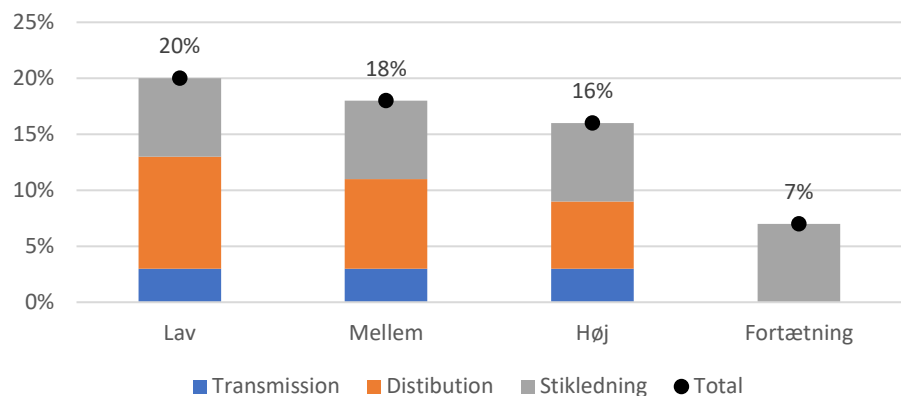


Figur 18 viser, at varmepumpeløsningerne er både samfundsøkonomisk og brugerøkonomisk billigere end naturgasfyr, hvor hybrid løsningen er et smule bedre valg samfundsøkonomisk. Den store mængde varme leveres billigere med varmepumperne, og opvejer deres større kapitalomkostninger. Varmepumpedelen i hybridløsningen er mindre end luft-vand varmepumpen, mens gaskomponenten er billigere per kW. Derfor er investeringen for en hybridløsning mindre end for luft-vand varmepumpen.

4.3 Fjernvarme

4.3.1 Enfamiliehuse

Som beskrevet tidligere indeholder den årlige omkostning til fjernvarme 13 forskellige komponenter, hvor omkostningerne hovedsageligt stammer fra 3 hovedkomponenter: Fjernvarmenettet, fjernvarmeproduktionen og installationen hos kunden. Hver af disse medfører investeringer samt løbende omkostninger. 90% af varmen produceres vha. varmepumper, mens de sidste 10% stammer fra biogas.



Figur 19: Tab i fjernvarmenettet. Mellem-niveauet er baseret på data fra "Fremtidens varmeforsyning", COWI. Det antages at varmetabet i distribution/transmission ikke øges ved tilkobling af nye kunder i et eksisterende fjernvarmeområde.

Omkostningerne til fjernvarmeproduktion og gadenet påvirkes af energidensiteten for området, da energidensiteten har betydning for hvor stort et gadenet der er behov for, samt størrelsen på tabet i nettet (se Figur 19).

Vha. data fra PlanEnergi er de tre energidensitet grupperinger defineret som vist i Tabel 2. Derudover er der en gruppe til fjernvarme fortætning, altså boliger som ligger i et område som allerede har et gadenet til fjernvarme.

	Densitet interval MWh/km ²	Gns. omkostning Kr./MWh
Lav energidensitet	<10.000	4.100
Middel energidensitet	10-20.000	3.700
Høj energidensitet	>20.000	2.600

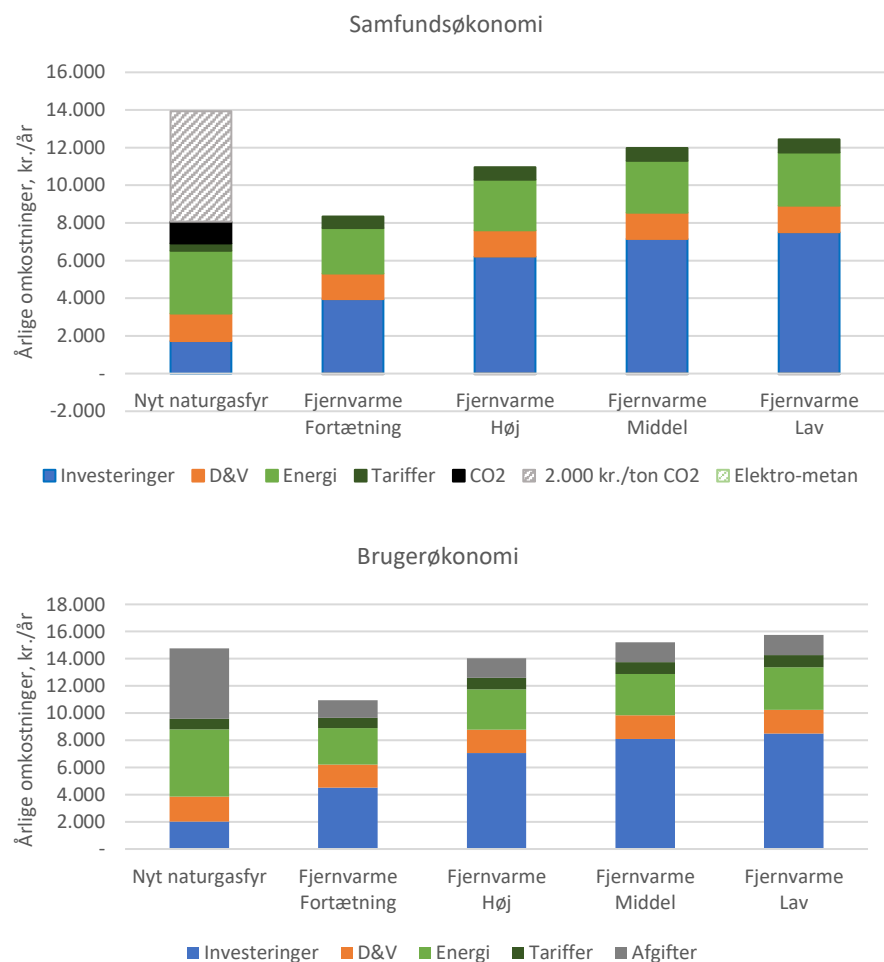
Tabel 2: Valgte energidensitet grupperinger. De gennemsnitlige omkostninger er beregnet vha. Figur 59 og beskriver omkostninger i 2018.

De anvendte omkostninger, også vist i Tabel 2, er gennemsnitsomkostninger beregnet ud fra informationer fra en rapport fra COWI i forbindelse med et tværkommunalt samarbejde om grøn omstilling i Hovedstadsregionen (Energi på Tværs). I virkeligheden er gadenet omkostninger lavere end gennemsnittet for storforbrugere, da disse generelt kræver markant færre meter gadenet per MWh forbrug. Det antages derfor at storforbrugere kun betaler 30% af omkostningen i Tabel 2, og at enfamiliehuse betaler ca. 10% mere end den gennemsnitlige omkostning. Se Bilag 1 for en mere detaljeret gennemgang af fjernvarmenetomkostninger samt overvejelser.

Eks. moms	2020	2030	2040
Fjernvarmeunit	16.500	15.700	15.900
Stikledning	29.800	29.800	29.800
Net	42.800 - 67.300	38.700 - 60.900	35.000 - 55.100
Total	89.000 - 113.600	84.200 - 106.400	79.700 - 99.800

Tabel 3: Investeringer i fjernvarmenet, stik og units (eks. moms) for et enfamiliehuse med et varmebehov på 16,8 MWh.

Tabel 3 er et eksempel af omkostningerne til gadenet, stikledning og fjernvarmeunit for et enfamiliehus med et varmebehov på 16,8 MWh. Omkostningerne til gadenet vises som et interval, da det afhænger af energidensiteten. Hertil kommer D&V og selve fjernvarmeproduktionen.



Figur 20: Samfunds- og brugerøkonomi for en husstand med et årligt varmebehov på 16,8 MWh i år 2030.

Figur 20 viser de samfunds- og brugerøkonomiske omkostninger ved forskellige fjernvarmeløsninger sammenlignet med et gasfyr med naturgas. Den omkostning en fjernvarmeforbruger ser afhænger af det lokale område.

Fortætning er naturligt den billigste fjernvarmeløsning, og koster kun 8.300 kr./år samfundsøkonomisk, men dette kræver at gadenettet eksisterer og er afbetalt. Dog er naturgasfyrer fortsat den samfundsøkonomiske billigste løsning, medmindre CO₂-prisen hæves. I figuren vises også de samfundsøkonomiske omkostningerne med en CO₂-pris på 2.000 kr./ton.

Brugerøkonomisk er fortætning og fjernvarme i høj-energidensitetsområder billigere end naturgas, mens fjernvarme i middel og lav energidensitetsområder er lidt dyrere.

Forsyningstilsynet laver opgørelser af omkostninger i forskellige fjernvarmedistrikter, Figur 21, hvor de årlige udgifter varierer fra 6.000 kr. til 26.000 kr. for et hus med et årligt varmebehov på 18,1 MWh.

Hvis de brugerøkonomiske fjernvarmeomkostninger beregnes for et hus med samme varmebehov i 2020 er den brugerøkonomisk omkostning 14.000 kr. - 15.800 kr. afhængig af energidensiteten og stemmer ca. med midten af kurven udgivet af Forsyningstilsynet.



Figur 21: Forsyningstilsynets opgørelse af fjernvarmepriser i Danmark pr. december. 2019

4.3.2 Storforbrugere

For storforbrugere ses i en vis grad samme tendens som for enfamiliehusstandene (Se Figur 22). Samfundsøkonomisk er naturgas billigst

med en CO₂-pris på 330 kr./ton, mens brugerøkonomisk er fjernvarmeløsningerne billigere.



Figur 22: Samfunds- og brugerøkonomi for fjernvarme for en storforbruger med et årligt varmebehov på 616 MWh i 2030.

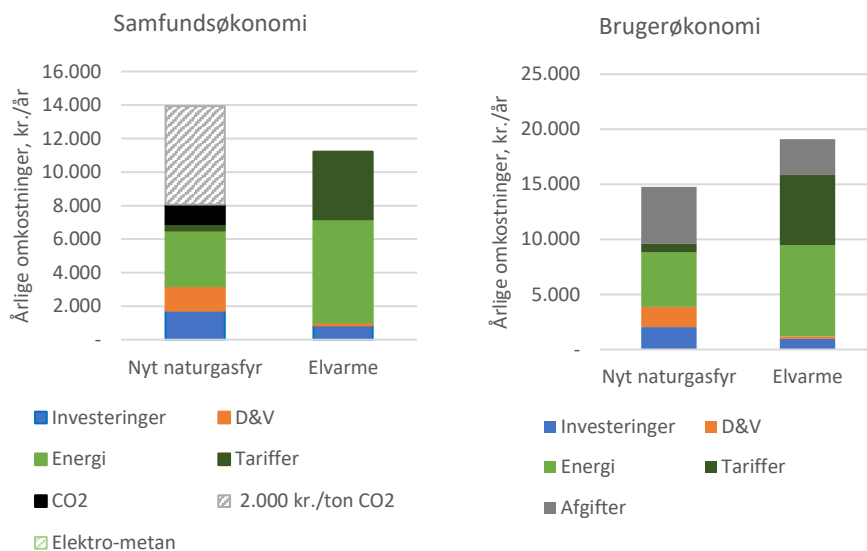
4.4 Elvarme

4.4.1 Enfamiliehuse

Elvarme består i denne analyse af en elpatron, som forsyner både varmesystemet og brugsvand. Det skyldes, at naturgasopvarmede huse har et vandbåret varmesystem, og det vurderes ikke attraktivt at erstatte de eksisterende radiatorer med elpaneler.

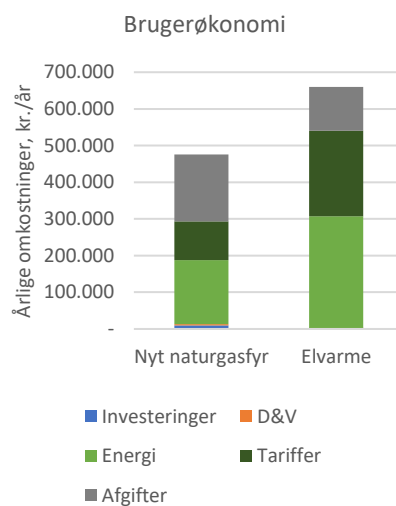
Figur 23 viser de årlige omkostninger for elvarme sammenlignet med et gasfyr med naturgas. Elvarme har en meget billig investeringsomkostning, men

dyrere løbende omkostninger til elektricitet. For det viste segment er elvarme et dyrt alternativ til naturgas.



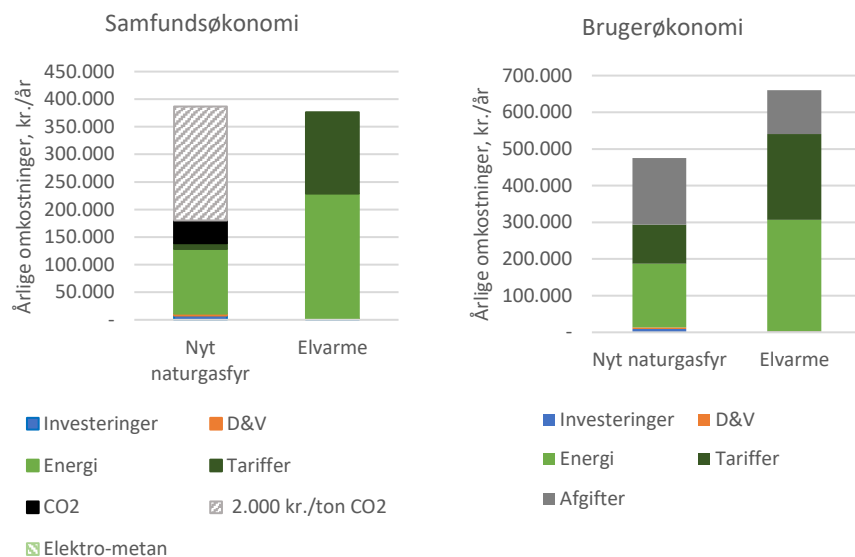
Figur 23: Samfunds- og brugerøkonomi for et enfamiliehuse med et årligt varmebehov på 16,8 MWh i 2030.

4.4.2 Storforbrugere



Som vist i

Figur 24, er billedet for storforbrugere det samme som med enfamiliehusene, og endda mere dramatisk, da storforbrugere har et meget højt energibehov. Samfundsøkonomisk er de årlige omkostninger mere end fordoblet, mens de privatøkonomiske omkostninger øges med ca. 50%. sammenlignet med naturgas opvarmning.



Figur 24: Samfunds- og brugerøkonomi for fjernvarme for en storforbruger med et årligt varmebehov på 620 MWh i 2030.

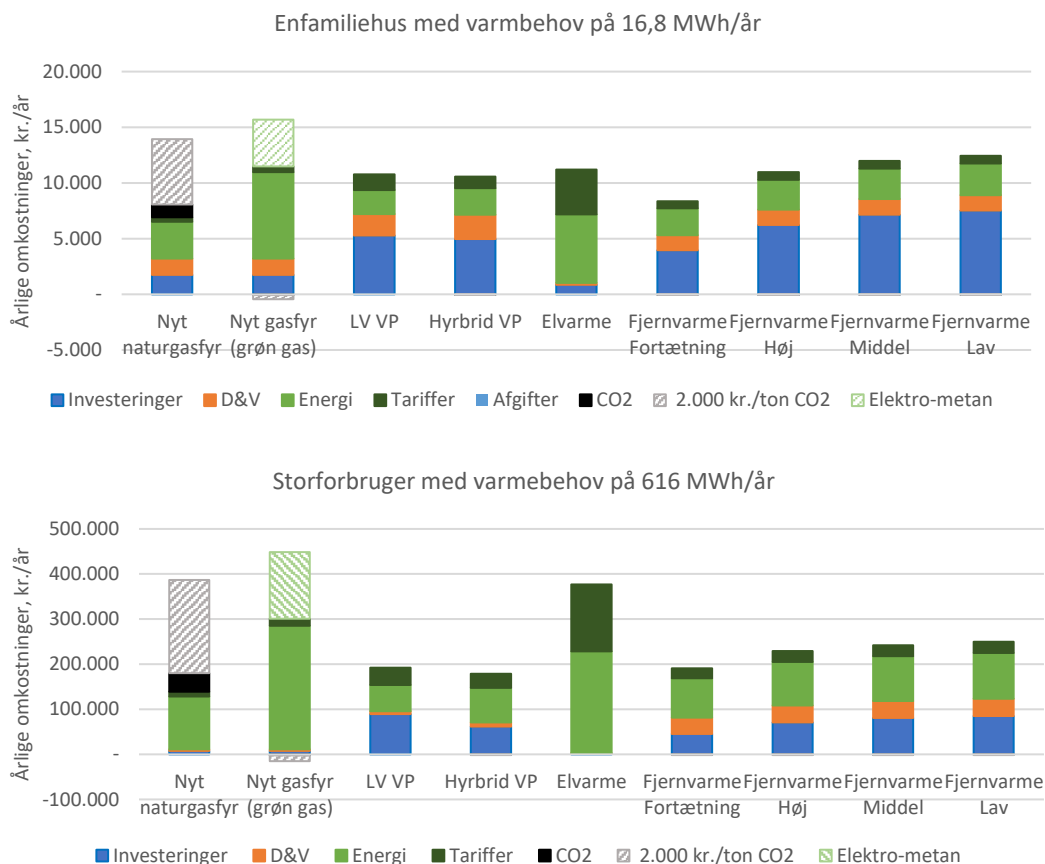
4.5 Sammenfatning

Figur 25 og Figur 26 viser de årlige samfundsøkonomiske og brugerøkonomiske omkostninger for alle opvarmningsløsningerne beskrevet tidligere, for hhv. et enfamiliehus og en storforbruger.

4.5.1 Samfundsøkonomi

Samfundsøkonomisk er naturgas den billigste løsning (se Figur 25) for både enfamiliehuse og storforbrugere med en CO₂ pris på 330 kr./ton, hvilket især er problematisk for fjernvarme som jf. projektbekendtgørelsen skal være den samfundsøkonomiske billigste opvarmningsform for et område før et projekt kan godkendes. Med andre ord, under gældende regulering kan det være svært at få godkendt et fjernvarmeprojektforslag i et naturgasområde.

For små forbrugere er fortætning af fjernvarmeområder det billigste alternativ til naturgas, men potentialet i denne gruppe er naturligvis begrænset. Hvis der ikke allerede er et fjernvarmegadenet i naturgasområdet, er varmepumperne den samfundsøkonomisk billigste løsning. For storbrugere er en hybrid varmepumpe den samfundsøkonomiske billigste løsning.



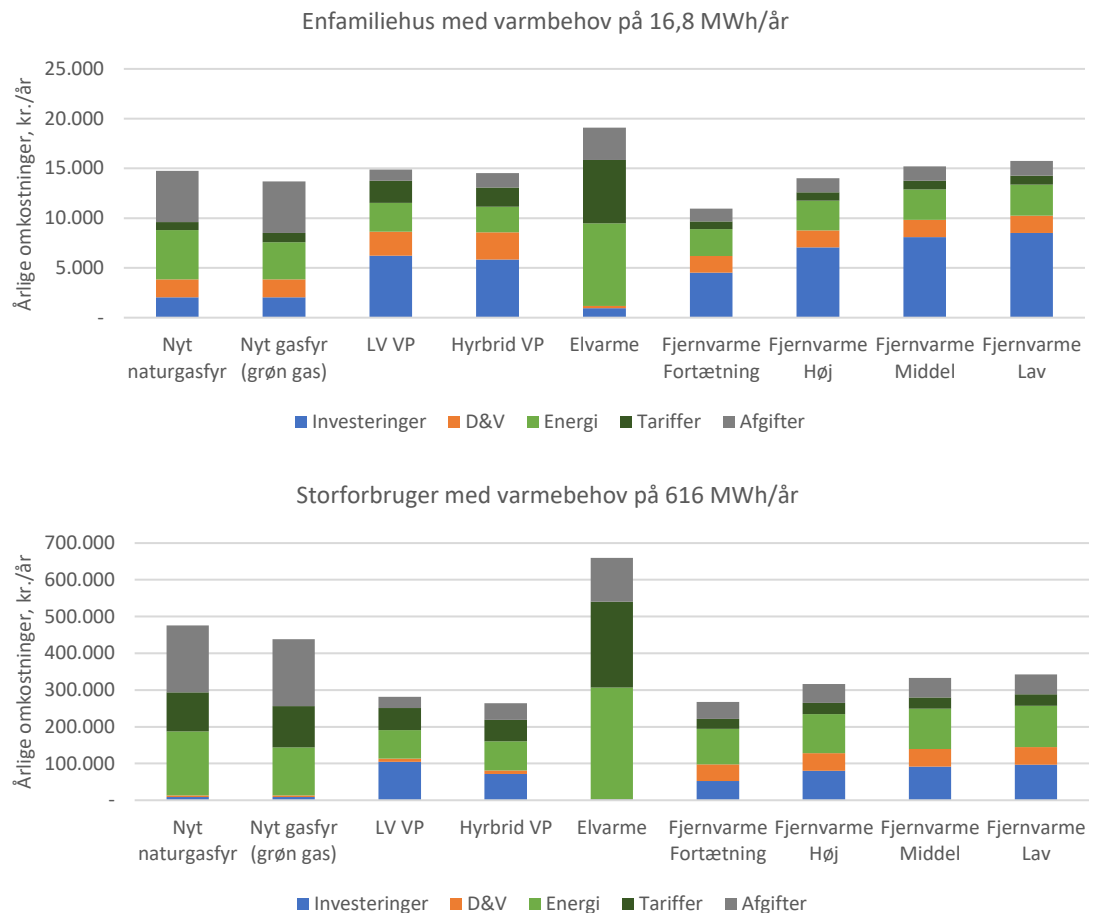
Figur 25: Samfundsøkonomi i år 2030 for et enfamiliehus og en storforbruger.

4.5.2 Brugerøkonomi

For enfamiliehuse, som ligger i et fjernvarmeområde, er det brugerøkonomisk billigst at tilkoble sig fjernvarme, endda billigere end at forblive på naturgas.

Hvis dette ikke er tilfældet, er fjernvarme stadig et økonomisk valg, hvis der etableres et nyt gadenet. Omkostningerne til fjernvarmeløsningerne eks. fortætning er dog ca. lig omkostningerne for de varmepumpeløsningerne samt grøn gas. Dette kan pege på udfordringer mht. at få høj tilslutning til fjernvarme, hvis mange boligejere i et område vælger en varmepumpe/gasløsning med ca. samme økonomi.

For en storforbruger er en hybridvarmepumpeløsning billigst brugerøkonomisk, dog tæt efterfulgt af luft-vand varmepumpen og fortætning af fjernvarme. Gas og elvarme kan ikke konkurrere brugerøkonomisk med varmepumperne eller fjernvarme hos de store forbrugere.



Figur 26: Brugerøkonomi i 2030 for et enfamiliehus og en storforbruger.

I disse figurer er der ikke taget højde for ikke-økonomiske faktorer, som mulighed for finansiering, støj, m.m. Dette beskrives nærmere i analysen af bruger præferencer.

Alle husstande er ikke ens, og ovenstående figurer indeholder en vis usikkerhed og spredning. Forskelle i pris kan skyldes fx:

- Variation i priser på de individuelle anlæg fx pga. mærke.
- Variation i mængden af arbejde ved installation af ny varmekilde.
- Distance fra vejen kan ændre omkostningen ved etablering af fjernvarme stikledning.
- Drift og vedligehold afhænger af kvaliteten af anlægget, hvordan det driftes, samt held/uheld med nedbrud.

Hvordan der tages højde for spredning i de årlige omkostninger, beskrives i kapitel 5.

5 Samfundsøkonomisk optimal varmeforsyning

Bygninger og lokale forhold er meget forskellige. I nogle områder, og for nogle bygninger vil det være fordelagtigt at etablere fjernvarme, imens det andre steder vil være mest fordelagtigt at etablere eldrevne- eller hybridvarmepumper. Endvidere kan overgang til grøn gas være det samfundsøkonomisk bedste valg til rumvarme i perioden frem mod 2030 eller 2040. Hvorvidt det sidste er tilfældet, afhænger dog af om den marginale grønne gas i Danmark er biogas eller fx elektrometan.

I dette kapitel søges opbygget en samfundsøkonomisk optimal varmeforsyning baseret på bygningers forskellighed, og på planoplysninger om forskelle i energitæthed i Danmark. Der tages i beregning af optimum ikke hensyn til forbrugernes træghed ved at skifte forsyningsform. Denne træghed håndteres i kapitel 6 og i kapitel 7.

5.1 Betragtninger ved opdeling af bygninger

For at kunne afspejle forskelligheden i de danske bygninger, der i dag anvender naturgas til opvarmning, grupperes naturgaskunderne efter følgende kriterier:

- **Varmeforbrug.** Hvor stor er bygningens kapacitet og årlige varmeforbrug. Pga. skalafordelen kan det have betydning for CAPEX og D&V for varmeinstallationen og dermed for den årlige varmeproduktionsomkostning.
- **Barrierer for varmepumper.** Der kan forekomme tekniske og praktiske barrierer ved installation af en varmepumpe. Alle bygninger forventes ikke at kunne benytte sig af teknologien.
- **Energidensiteten i området.** Fjernvarme er i høj grad afhængig af høj tilslutning da det reducerer omkostningerne til den fælles infrastruktur.

Der kan være andre betragtninger, som har betydning for økonomien for de enkelte bygninger, fx alderen af naturgasfyret. Hvis en bygning alligevel står over for at skulle udskifte den eksisterende naturgaskedel, vil økonomien ved udskiftningen umiddelbart være mere fordelagtig, end hvis naturgaskedlen har en lang restlevetid. Dette inddrages dog ikke her i inddelingen, men vurderes mere kvalitativt i analyserne.

Derudover kan det være relevant at kortlægge, om der er tale om blokvarmecentraler, eller om de enkelte bygninger har tilslutnings- eller forblivelsespligt. Det vurderes dog primært at have betydning for de reguleringsmæssige barrierer og ikke for økonomien i omstillingen og medtages derfor ikke i inddelingen her.

5.2 Den valgte opdeling

Figur 27 viser en opsummering af den valgte opdeling af bygningerne i 48 forskellige segmenter. Opdelingen beskrives i flere detaljer herunder.



Figur 27: Opsummering af den valgte opdeling af data i 48 grupper.

Med data fra VarmeAtlas og DGC inddeles de danske bygninger der i dag benytter naturgas til opvarmning i seks varmebehovssegmenter, vist i Tabel 4. Tabel 2. Se bilag 1, afsnit 9.11 for gennemgang af bygningsklassificering/-opdeling i andre kilder, såsom ved Forsyningstilsynet, Dansk Fjernvarme og Teknologikataloget.

De første 4 grupper er enfamiliehuse, hver med et forskelligt gennemsnitligt varmebehov. Enfamiliehus-grupperne består både af rækkehuse, villaer/parcelhuse, samt bygninger fra handel og service med tilsvarende

varmebehov. De sidste 2 grupper er storforbruger, herunder etageboliger, store bygninger i handle og service, skoler, m.m. Det gennemsnitlige varmebehov for hver gruppe er beregnet ud fra dataene for de aktuelle bygninger i gruppen.

No.	Type	Varmebehov MWh/stk	Kapacitetsbehov kW/stk	Antal	Totalt forbrug GWh
1	Enfamiliehus	11,4	5,0	184.500	1.900
2	Enfamiliehus	20,2	9,8	166.000	3.400
3	Enfamiliehus	31,3	15,1	20.600	650
4	Enfamiliehus	52,3	25,3	3.400	180
5	Storforbruger	115	83,2	10.500	1.200
6	Storforbruger	616	271	1.700	1.000

Tabel 4: Opsummering af bygningsopdeling

5.3 Potentialet for konvertering til fjernvarme

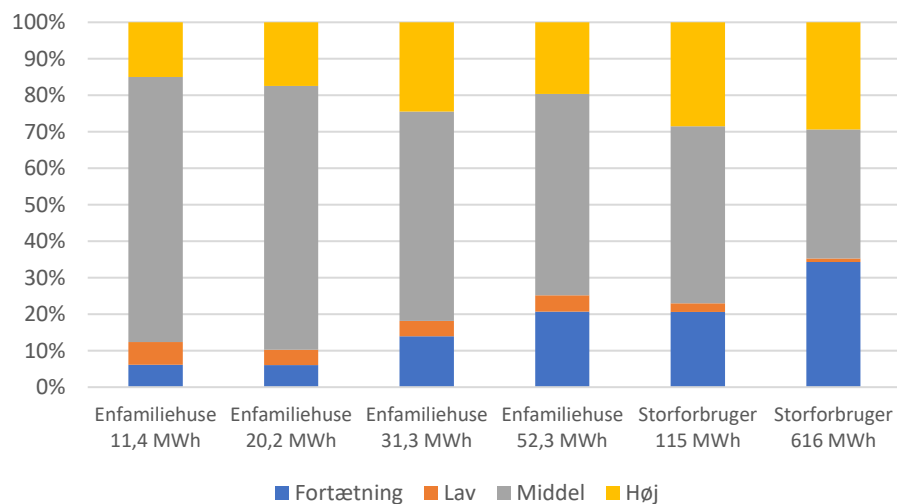
Fjernvarme er en kollektiv opvarmningsform og derfor er tætheden af varmekunderne en vigtig parameter, hvor de fælles omkostninger til infrastruktur er mindst ved et højt varmebehov pr. arealenhed. Derfor ønskes en mere detaljeret opdeling af de seks grupper i Tabel 4, som giver en indikation af hvor tæt bygningerne ligger.

Vha. VarmeAtlas er energidensiteten i naturgasområderne estimeret. Kun arealer som har et varmebehov medregnes i energidensiteten, andre områder som fx grønne arealer frasorteres.

Hver kategori i Tabel 4 opdeles i fire yderligere kategorier, som afhænger af hvilken type område bygningen ligger i:

- Ligger i eksisterende fjernvarme område (**Fortætning**)
- Ligger i et område med **lav** energidensitet (8.000 MWh/km²)
- Ligger i et område med **middel** energidensitet (14.600 MWh/km²)
- Ligger i et område med **høj** energidensitet (28.000 MWh/km²)

De 6 grupper i Tabel 4 øges derved til 24 grupper. Tallene i parenteserne viser de beregnede energidensiteter i områderne.



Figur 28: Opdeling af hver af de 6 bygningstyper baseret på hvor høj energidensiteten er i området, eller om bygningen ligger i et eksisterende fjernvarmeområde.

Figur 28 viser hvordan bygningerne i hver gruppe fordeler sig på de forskellige typer områder. Storbrugerne ligger oftere i områder med høj energidensitet eller i eksisterende fjernvarmeområder, hvilket nok skyldes at de selv bidrager til en høj energitæthed, samt at de oftere ligger i bycentrum. Enfamiliehuse ligger overvejende i områder med middel energidensitet.

5.4 Potentiale for varmepumper

En varmepumpe har en udendørsdel som både kræver plads og som samtidig kan have begrænsninger mht. placering pga. eventuelle støjgener. Derudover kan bygningens varmesystem give udfordringer for en varmepumpeinstallation. Derfor er det ikke alle bygninger, som kan få en varmepumpe som opvarmningskilde.

En nøjagtig opgørelse over antallet af bygninger, som vurderes at kunne installere en varmepumpe ville kræve en separat vurdering af den enkelte bygning, hvilket er for omfangsrig en opgørelse til at blive inkluderet i denne analyse. Med en grov antagelse vurderes det, at 15% af naturgasopvarmede enfamiliehuse og 30% af naturgasopvarmet etagebyggerier ikke kan få en varmepumpe. Disse tal er baseret på erfaringer og udtalelser fra diverse aktører som beskæftiger sig med varmepumper.

Hver af kategorierne opdeles derfor i to yderligere kategorier: (1) mulighed for varmepumpe eller (2) ikke mulighed for varmepumpe, hvilket hæver det totale antal af grupper til 48.

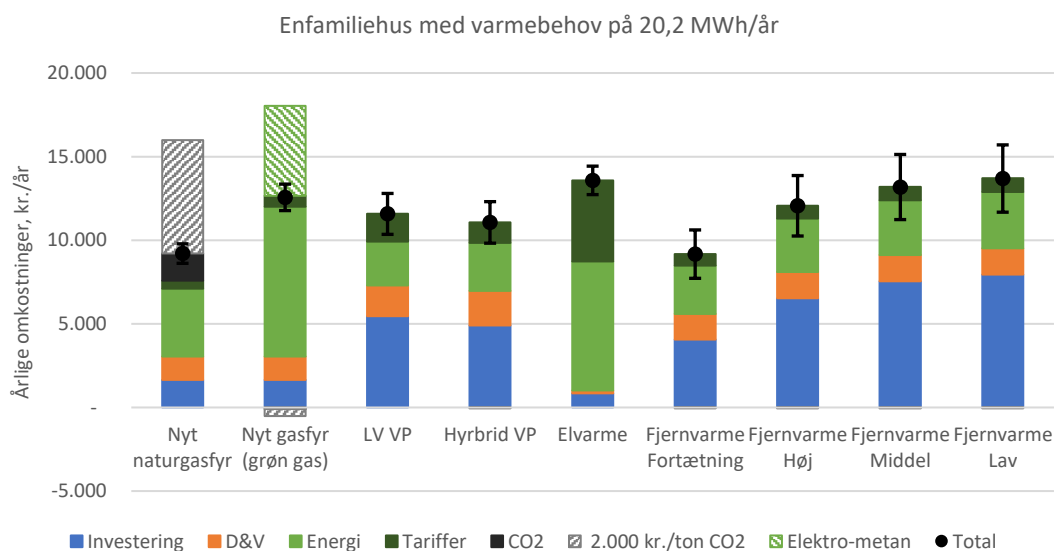
5.5 Det samfundsøkonomiske optimum mellem fjernvarme, biogas og varmepumper for 2030 og 2040

Som nævnt i introduktionen er alle bygninger forskellige. Selv indenfor hvert af de seks segmenter vist i Figur 28, vil der være en spredning i de samfundsøkonomiske omkostninger baseret på forskelle i leverandør af komponenter og service, teknologivalg, renoveringsstandard mm.

5.5.1 Spredning i omkostningerne

Spredningen ved investering og drift & vedligehold beregnes vha. teknologikataloget, som beskriver den nedre og øvre grænse på deres værdier for hhv. 2020 og 2050, hvor variationen for 2020 benyttes til denne analyse. Der regnes ikke spredning på elpriser og gaspriser, men dog $\pm 5\%$ spredning på tariffene, der varierer i Danmark.

Figur 29 viser den totale beregnede spredning for forskellige løsninger til et enfamiliehus i gruppe 2 som har et varmebehov på 20,2 MWh. I beregningerne udtrykkes spredningen som en procent af de enkelte omkostningskomponenter, og derved bliver den absolutte spredning proportional med omkostningerne i hver gruppe.



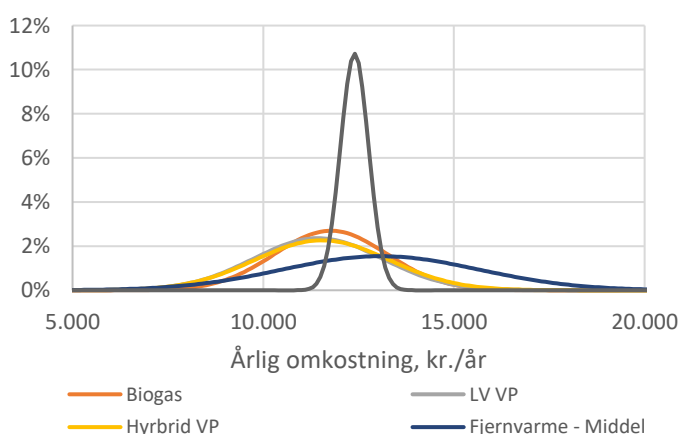
Figur 29: Den totale spredning på de forskellige opvarmningsløsninger (øverst) for et enfamiliehus i varmebehovssegment 2 (20,2 MWh/år). Værdierne vises for 2040.

5.5.2 Metode for beregning af optimum

I beregning af det samfundsøkonomiske optimum benyttes en Monte Carlo simulering for hver af de 48 grupper. Først defineres en normalfordeling for hver mulig opvarmningsform for den givne gruppe. Der tages udgangspunkt i nedenstående gruppe, af hensyn til forståelsen af metoden:

- Enfamiliehuse med et årligt varmebehov på 20,2 MWh
- Beliggende i et område med middel energidensitet
- Har mulighed for at skifte til 5 opvarmningsformer (bl.a. er det muligt at få varmepumpe):
 - Luft-vand varmepumpe
 - Hybridvarmepumpe
 - Fjernvarme (netomkostninger for middel energidensitet)
 - Gasfyr med biogas
 - Elvarme

For hver af teknologierne beregnes en middel samfundsøkonomisk omkostning (omkostningen for en standard installation fra Kapitel 4), samt en spredning i disse omkostninger. Det antages, at omkostningerne fordeler sig efter en normalfordeling. Figur 30 viser normalfordelingerne for de fem mulige opvarmningsformer. Elvarme har en meget mindre spredning end de andre teknologier, hvorfor sandsynligheden for at værdien ligger tæt på middel er højere.



Figur 30: Forventet fordeling af omkostningerne for de mulige opvarmningsformer.

Ved Monte Carlo teknikken udvælges et tilfældigt tal fra hver af de fem fordelinger 10.000 gange og fra hvert sæt af værdier bestemmes den billigste opvarmningsform. Tabel 5 viser et eksempel på metoden.

	Fjernvarme Middel ED	LV VP	Biogas	Hybrid VP	Elvarme	Billigst
1	10.600	9.832	13.798	13.954	12.439	LV VP
2	13.388	11.718	7.462	13.947	12.593	Biogas
3	12.628	12.496	13.253	12.667	12.229	Elvarme
4	9.492	10.608	12.254	10.261	13.263	Fjernvarme Middel ED
⋮						
9.998	11.886	12.234	12.313	12.070	12.831	Fjernvarme Middel ED
9.999	13.752	12.260	15.264	12.330	12.622	LV VP
10.000	13.784	13.509	14.746	10.495	13.033	Hybrid VP

Tabel 5: Eksempel af simuleringsteknik

Efter de 10.000 simuleringer er gennemført beregnes en fordeling af de valgte opvarmningsformer. Hvis denne regnes på eksemplet vist i Tabel 5 ville fordelingen være:

- Luft-vand varmepumpe: $2/7 = 28,6\%$
- Hybridvarmepumpe: $1/7 = 14,3\%$
- Fjernvarme: $2/7 = 28,6\%$
- Gasfyr med biogas: $1/7 = 14,3\%$
- Elvarme: $1/7 = 14,3\%$

Ved nok gentagelser vil fordelingen konvergere mod en bestemt fordeling og dette er det samfundsøkonomiske optimum for den givne gruppe. Det vurderes at 10.000 gentagelser giver et tilstrækkeligt stabilt resultat.

Efter fordelingen for en gruppe er fundet, ganges denne på antallet af bygninger i den specifikke gruppe, og derved opnås et antal bygninger som bør få hver opvarmningsform.

5.5.3 Resulterende optimum - Enfamiliehuse

Figur 31 viser fordelingen for de 4 enfamiliehus-grupper i 2040 både når varmepumper er mulige og når varmepumper ikke er mulige.

Hvis varmepumper er en mulighed

I gruppen for enfamiliehuse med lavest forbrug (11,4 MWh), hvor varmepumper er en mulighed, får elvarme den største andel, efterfulgt af fjernvarme. Varmepumper og biogas får kun en begrænset andel, tilsammen 20%.

Elvarme får en stor andel fordi de høje elomkostningerne opvejes af den lave investeringsomkostning, ved lavt varmebehov. Som varmebehovet stiger får

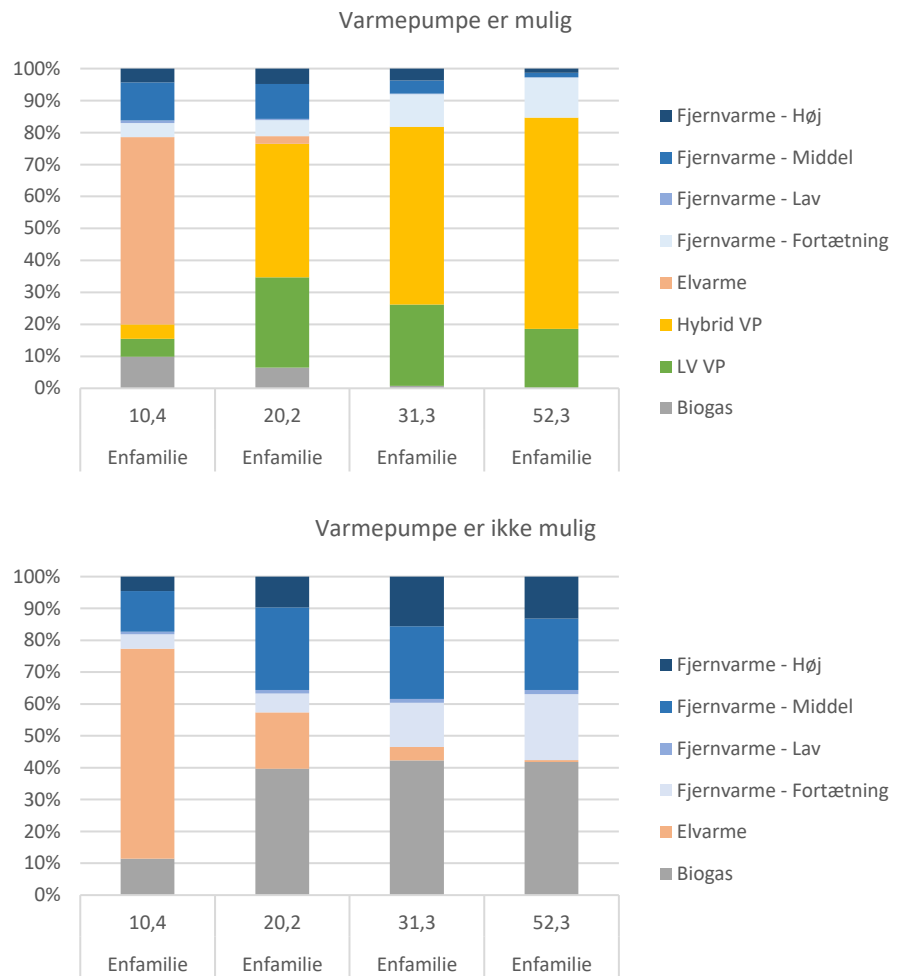
varmepumper en højere andel, grundet deres højere effektivitet, hvor besparelserne i el omkostninger i stedet opvejer den større investering. Det er især andelen af hybridvarmepumper der stiger (versus en. luft-vandvarmepumpe), hvilket skyldes at varmepumpekomponenten i en hybridvarmepumpe er mindre og derfor også billigere. Ved stigende kapacitetsbehov, stiger investeringsomkostningerne langsommere for hybridvarmepumpen, da investeringen for gaskomponenten ikke stiger ved stigende varmekapacitet.

Fjernvarme får en andel på lidt over 20% i de to mindste huse (11,4 og 20,2 MWh) og lidt mindre i de større enfamiliehuse, da de effektive varmepumper bliver økonomisk mere attraktive.

Hvis varmepumper ikke er en mulighed

Hvis varmepumper ikke er en mulighed, får elvarme stadig den største andel af de mindste bygninger, mens fjernvarme får ca. 23%. Generelt får fjernvarme 23-60% af bygningerne, afhængig af det årlige varmebehov, hvor andel stiger med varmebehovet, samtidig med at andelen for elvarme falder. Andelen af biogas stiger også med varmebehovet. Dette skyldes, at energiomkostningerne per MWh for elvarme er højere end for fjernvarme og biogas.

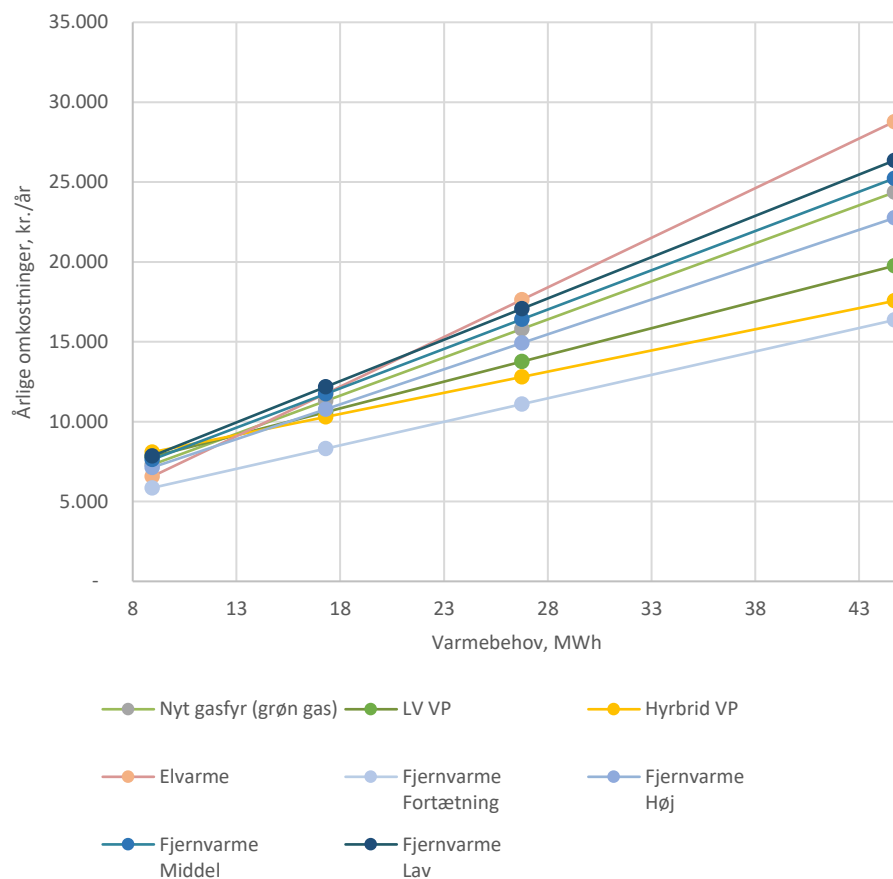
Hver af de fire fjernvarmetyper har en maksimum andel som de kan få. Det ses at fjernvarme i lav energidensitetsområder fravælges af modellen i høj grad. 55-73% af bygningerne ligger i middel energidensitetsområder afhængig af det betragtede varmebehovssegment og modellen vælger kun at udbrede fjernvarme til 13-26% af bygningerne. Dog giver modellen i høj grad fjernvarme til de bygninger som allerede ligger i et fjernvarmeområde.



Figur 31: Samfundsøkonomiske optimumi 2040 for enfamiliehuse afhængig af deres årlige varmebehov og hvorvidt varmepumpe er en mulighed (øverst) eller ikke (nederst).

For at forstå udfaldet i Figur 31 er det nødvendigt at se på sammenhængen mellem varmebehovet og de årlige omkostninger, som er vist i Figur 32 viser (uden spredninger). Her ses hvilken teknologi er billigste som funktion af varmebehovet. Fx ses klart at elvarme er billigere end alle løsninger på nær fjernvarme-fortætning ved lavt varmebehov, men bliver hurtigt den dyreste ved højere varmebehov. Derudover bliver varmepumperne de billigere ved stigende varmebehov. Biogas ligger mellem fjernvarme i høje energidensitetsområder og fjernvarme i middel energidensitetsområder, og derfor får biogas en stor andel af disse bygninger.

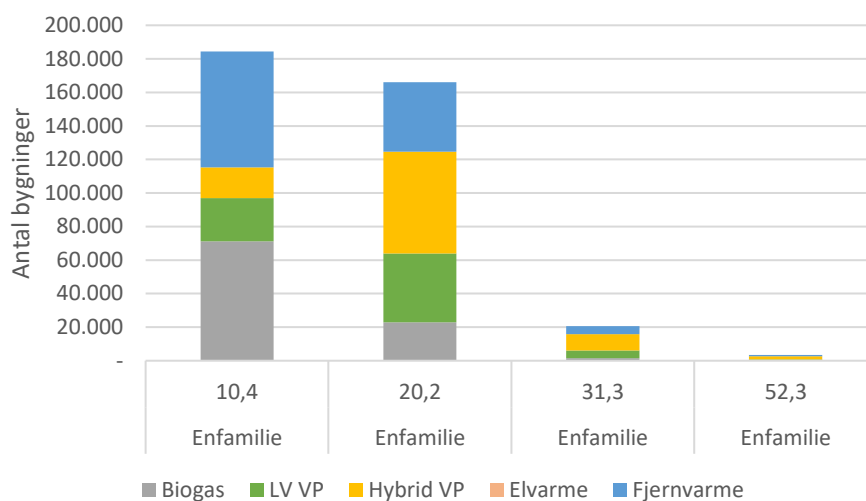
Detaljeret resultater fra alle 48 grupper ses i Bilag 4.



Figur 32: Sammenhæng mellem årligt varmebehov og årlige omkostninger for enfamiliehuse.

Andelene bestemt i Figur 31 ganges på det faktiske antal bygninger i de tilsvarende grupper. Figur 33 viser hvordan bygningerne i de 4 enfamiliehus-grupper fordeler sig på den danske bygningsmasse.

Det samfundsøkonomiske optimum for 2040 for enfamiliehuse ligner i høj grad resultatet i Figur 33, dog får elvarme en mindre andel. Elvarmes andel reduceres med op til 14%. Fx for de mindste enfamiliehus, reduceres elvarmes andel fra 37% til 23% (hvis varmepumper er mulige) eller fra 56% til 43% (hvis varmepumper ikke er mulige). Dette skyldes at elvarme investeringen er meget lille og derved er effekten ved teknologiudvikling lille.



Figur 33: Absolut fordeling af bygningerne i de 4 enfamiliehuse-grupper i optimum for 2040.

5.5.4 Resulterende optimum – Storforbrugere

Figur 34 viser resultaterne for det samfundsøkonomiske optimum i 2040 for de to storforbruger kategorier.

Varmepumper er en mulighed

Varmepumper dominerer billedet, hvis de er mulige at installere i bygningen. Især hybridløsningen får en stor andel, hvilket skyldes at varmepumpekomponenten er mindre og derved er investeringen også lavere. Fjernvarme får kun en meget begrænset andel. Fjernvarme får 14-29% afhængig af størrelsen på forbrugeren. Biogas får ikke en andel så længe varmepumper er en mulighed.

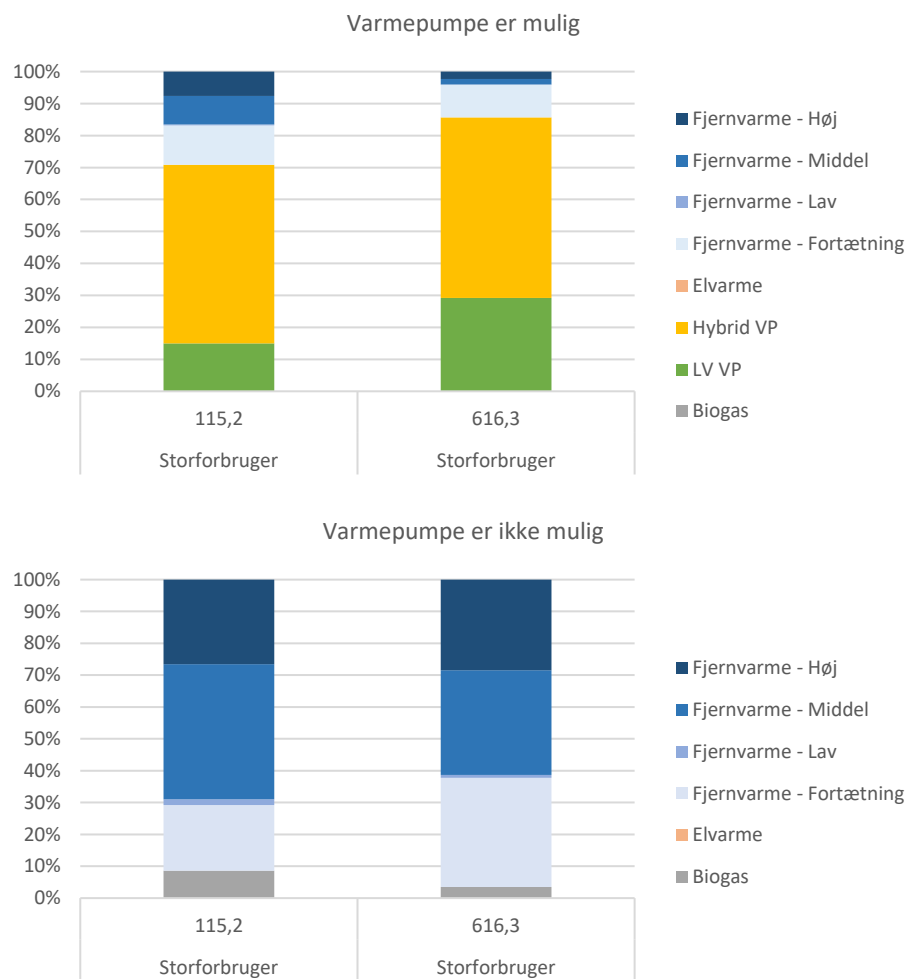
Varmepumper er ikke en mulighed

Hvis varmepumper ikke er en mulighed, får 92-97% af bygningerne fjernvarme, hvilket skyldes at biogas er dyrere per MWh end fjernvarmen,

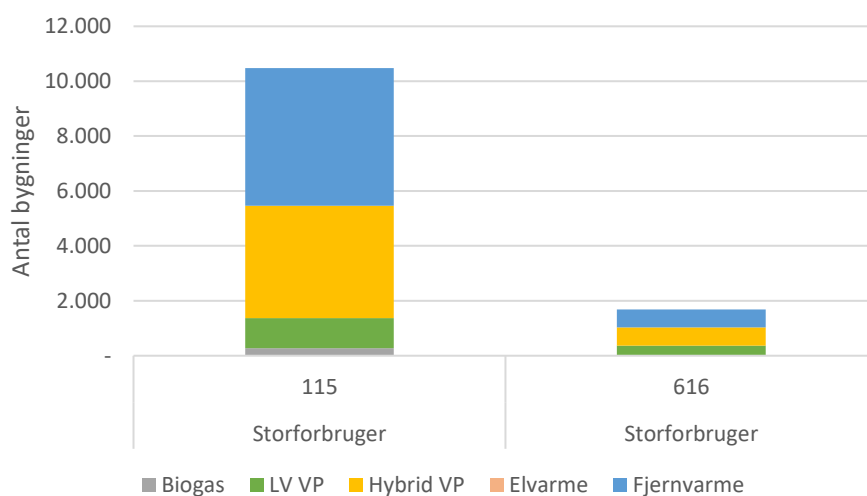
Elvarme er samfundsøkonomisk for dyrt for storforbrugerne og fravælges af modellen andel, uanset om varmepumper er en mulighed eller ej.

Andelene i Figur 34 ganges på antallet af hver bygning i Danmark i den pågældende gruppe og Figur 35 viser fordelingen i 2030.

Det samfundsøkonomiske optimum for storforbrugere er næsten identisk for 2030 og 2040. Derfor vises resultatet fra 2040 ikke.



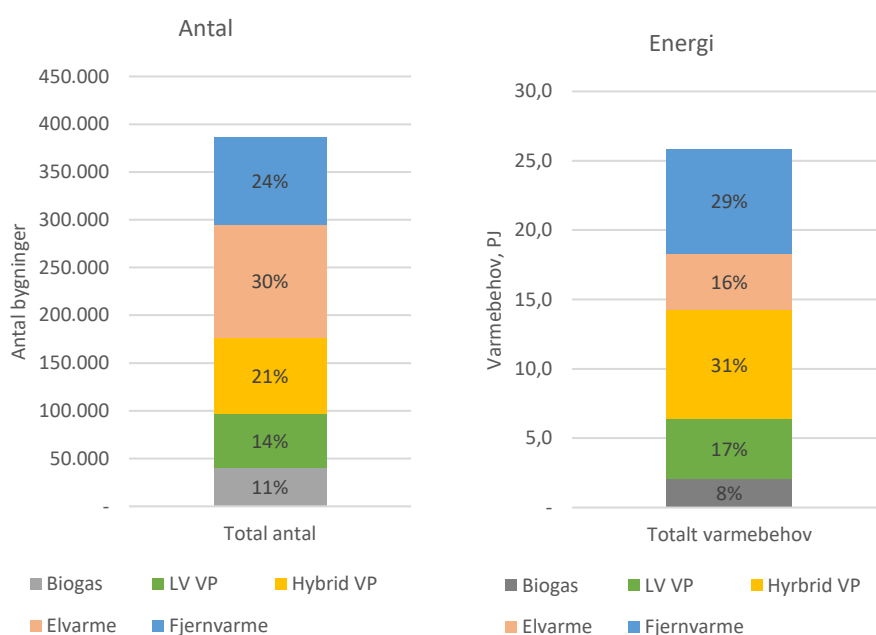
Figur 34: Samfundsøkonomiske optimum i 2040 for storforbrugere afhængig af deres årlige varmebehov og hvorvidt varmepumpe er en mulighed (øverst) eller ikke (nederst).



Figur 35: Fordelingen af storforbrugerne i det samfundsøkonomiske optimum i 2040.

I Figur 36 ses bort fra de seks kategorier benyttet i analysen og i stedet vises optimum i 2040 ud fra den totale bestand (antal bygninger) og det totale varmebehov. Hvis der ses på antal, får elvarme den største andel, efterfulgt af fjernvarme og hybridvarmepumper.

Hvis der i stedet ses på varmebehovet, har elvarme en mindre andel, da det oftest vælges i forbindelse med et lavt varmebehov. I stedet forsyner fjernvarme og varmepumper (især hybridvarmepumper) den største andel af varmebehovet.

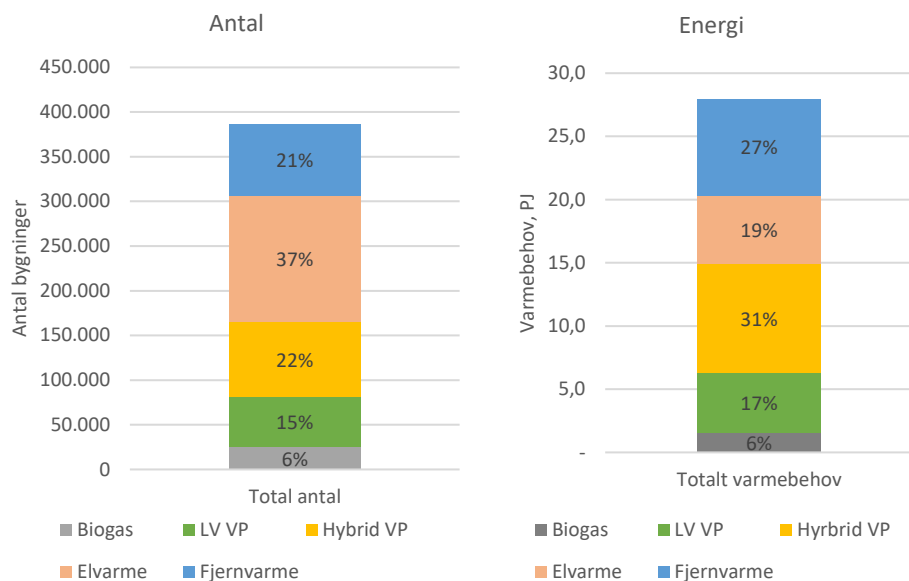


Figur 36: Det samfundsøkonomisk optimum i 2040 opsummeret på antal bygninger (venstre) og varmebehov (højre). Figuren ser på tværs af alle grupper.

5.5.5 Optimum i 2030 vs. 2040

Da projektet ser både på udfasning af naturgas i 2030 og i 2040, er det samfundsøkonomiske optimum også beregnet for 2030, som er vist i Figur 37. Det ses at optimum i 2030 indeholder lidt mere elvarme og flere varmepumper, og lidt mindre biogas og fjernvarme. Dog er sammensætningen ikke markant anderledes.

Det samfundsøkonomisk optimum skal ses som et mål at sigte efter, og da optimum i 2030 og 2040 er fuldstændig ens, vurderes det mere relevant at sigte efter 2040 optimum.



Figur 37: Det samfundsøkonomisk optimum i 2030 opsummeret på antal bygninger (venstre) og varmebehov (højre).

5.5.6 Effekt ved at 2040 optimum fremskydes til 2030

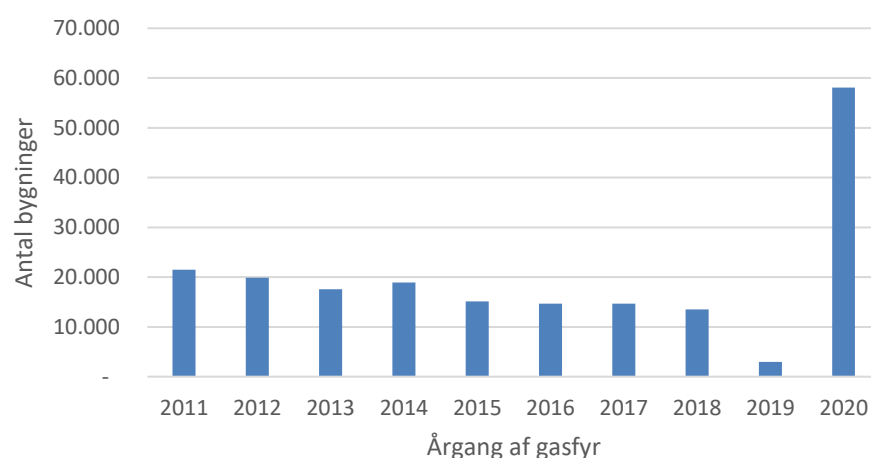
Som nævnt tidligere, når det beregnet optimum i 2030 er forskelligt fra 2040, vurderes det at 2040 optimum er det gældende mål for varmeforsyningen.

Dog har dette projekt til formål af analysere en udfasning af naturgas til opvarmning i 2030 eller i 2040. Derfor er det også interessant at vurdere effekten af at det beregnet optimum for 2040 i stedet opnås i 2030.

Da gasfyr har en levetid på 20 år, står alle gasfyr overfor en udskiftning før 2040, og derfor er der ikke tale om en forceret udskiftning. Hvis man i stedet ønsker at opnå optimum i 2030, vil det være nødvendigt at skrotte gasfyr før de er udtjente. Fx er et gasfyr installeret i 2019 kun 11 år gammel i 2030. Derfor skal der indregnes en scrapværdi af de gasfyr som ikke bliver udtjent i perioden 2020 og 2030. Det er vigtigt at pointere at scrapværdien ikke tager højde for brugeradfærd eller virkemidler, da der er tale om et teoretisk optimal udfasning af gasfyrene. Brugeradfærd og virkemidler behandles i kapitel 6 og 7.

Figur 38 viser antallet af gasfyr i 2030 fordelt på årgangene, hvis alle udtjente gasfyr i perioden 2021-2030 erstattes af ny opvarmningsform. Totalt forventes der at være ca. 197.000 gasfyr tilbage i 2030. I optimummet er der kun ca.

41.000 gasfyr, hvilket betyder at 156.000 gasfyr skal skrottes før de er udtjente.



Figur 38: En oversigt over antal af bygninger med gasopvarmning i 2030 hvis alle udtjente gasfyr i perioden 2021-2030 konverteres til anden opvarmningsform. Figuren viser aldersfordelingen af den resterende gasfyr-bestand.

Hvis det antages at gasfyrerne mister værdi lineært over deres levetid samt at overskydende gasfyr først skrottes i år 2030, er scrapværdien (den tabte værdi af den originale investering) ca. 1,3 mia. kr.

Dog er der også at være en gevinst ved at fremskynde udfasningen af gasfyrene, da gasfyrene udskiftes med andre opvarmningsformer som er billigere fra samfundet. Derfor ville en tidligere udfasning medføre en samfundsøkonomiske gevinst i perioden 2030-2040.

5.5.7 Hovedresultater fra det samfundsøkonomiske optimum

De vigtigste konklusioner vedrørende det samfundsøkonomiske optimum er:

- Overordnet er det ikke en "fits-all"-løsning som bør overtage for traditionel opvarmning med gas. Optimum består af en blanding af alternativerne, men kun med begrænset gasopvarmning.
- Den største andel af bygninger, uanset type, som har mulighed for at installere en varmepumpe, bør samfundsøkonomisk benytte en luft-vand varmepumpe eller en hybrid varmepumpe i 2030. Dette gælder dog ikke bygninger med et lille varmebehov, hvor elvarme i form af en vandvarmer med elpatron kan være det samfundsøkonomisk valg.
- Ved stigende varmebehov øges andelen af hybridvarmepumper sammenlignet med luft-vand varmepumper, da deres hybridvarmepumpers investeringsomkostninger øges mindre ved større kapacitetsbehov.

- Fjernvarme får største andel i bygninger, hvor en varmepumpe ikke er mulig, dog ikke i de mindste enfamiliehuse, hvor elvarme har størst andel.
- Andelen af bygningerne og varmebehov som får gasopvarmning, er kun ca. 10%. Dog benytter hybridvarmepumperne og fjernvarmen begge biogas, og derved ligger der et skjult gasforbrug.
- Storforbrugere udgør kun 3% af bygningsmassen, men knap 30% af varmebehovet. Derfor kan en stor reduktion af gasforbruget til opvarmning opnås ved relativt få varmeanlæg skift.
- Ved at fremskynde optimummet så de i stedet opnås i 2030, er der en tabt værdi på ca. 1,3 mia. kr. i form af gasfyr som skal skrottes før de er udtjent. Dog modarbejdes dette tab af lavere samfundsøkonomiske omkostninger i perioden 2030-2040.

5.5.8 Usikkerheder

Monte Carlo metoden

Monte Carlo metoder antager at omkostningerne ved de fire forskellige løsninger er uafhængige af hinanden. Man kunne argumentere at især de årlige omkostninger for luft-vand og hybridvarmepumperne var afhængige, altså hvis en luft-vand varmepumpe installation er dyrere end middelværdien, så er der højere sandsynlighed for, at en hybridvarmepumpe også er dyrere end dens middelværdi. Denne afhængighed er ikke indregnet.

Derudover vil en enkelt husstand se samme energi- og tarifomkostninger per GJ internt i en simulering; varmepumperne og elvarme har i virkeligheden ikke en usikkerhed i elpris i forhold til hinanden i de enkelte simuleringer.

Den forventet effekt af disse simplificeringer vurderes lille.

Fjernvarmenet
omkostninger

Omkostningerne til fjernvarmenettet har stor usikkerhed, da lokale forhold kan påvirke priserne betydeligt. Overvejelser heromkring beskrives i flere detaljer i Bilag 1.

Fjernvarme
produktionsomkostning
er

Der er for fjernvarme i alle tilfælde regnet med et produktionsmix baseret på 90% luft-vand varmepumpe og 10% gas. I praksis vil der være store lokale forskelle med både samfundsøkonomisk billigere og samfundsøkonomisk dyrere forsyning.

Lokalvarme

Derudover forventes at der i den nærmeste fremtid vil dukke en ny form for fjernvarme op, som kaldes lokalvarme. Det er i princippet en mindre, lokalt fjernvarmenet. I stedet for at fjernvarmeområdet består af en central varmeproduktion og et stort forsyningsområde, består lokal varme af decentral varmeproduktion som dækker et mindre område. Fx kunne en skole

som står overfor et skift af opvarmningsanlæg, vælger en løsning med en overdimensioneret (hybrid-)varmepumpe, som så også forsyner husstandene i det omkringliggende område. Dette kan potentielt forbedre økonomien for både skolen og husstandene ift. en central fjernvarme løsning og opvarmning med gas.

Hvor stor en andel af bygninger, som ikke kan få varmepumpe

En anden usikkerhed omfatter andelen af bygninger som kan få varmepumper. Som beskrevet tidligere antages at 15% af enfamiliehuse og 30% af storforbrugere ikke kan få varmepumper (både luft-vand og hybridvarmepumper). Disse værdier omfatter en del usikkerhed, da viden omkring det er meget begrænset.

Alternative varmeløsninger

De beregnede omkostninger tager udgangspunkt i en standard installation med en vis spredning. Dog er det ikke usandsynligt at lokale forhold kan medføre alternative løsninger som ikke afspejles i beregningerne. Fx kan en gruppe rækkehuse vælge at gå sammen og bygge en fælles varmecentral frem for at investere i individuelle løsninger eller fjernvarme. Det er usikkert om små varmecentraler vil opstå, men det er ikke usandsynligt hvis husstandene kan finde god økonomi i det.

Varmepumpepriser

Især investeringsomkostningerne for varmepumper omfatter en del usikkerhed, da de ikke har været udbredt i så høj grad som andre opvarmningsformer. En sammenligning af tendenserne i det danske varmepumpemarked og værdierne i teknologikataloget peger på at teknologikataloget potentielt er optimistisk mht. investeringsomkostninger af varmepumper. Derfor er der udført en følsomhedsanalyse hvor omkostningerne hæves (se kapitel 8).

Biogaspriser

De fremtidige biogaspriser er også et vigtigt emne i forbindelse med udfasning af naturgas. Da biogas står overfor en stor opskalering indenfor de kommende 10 år, er der en del usikkerhed omkring biogasprisen.

I de samfundsøkonomiske beregninger benyttes en biogaspris på 134 kr./GJ faldende til 121 kr./GJ i 2040. Se kapitel 8 for følsomhedsanalyse af biogasprisen, hvor både en lavere og en højere biogaspris undersøges.

6 Brugerpræferencer

I dette kapitel fremlægges resultaterne af en undersøgelse af naturgasforbrugernes præferencer i forbindelse med valg af varmeløsning. Formålet har været at forstå, hvad der skal til for at få en naturgaskunde til at skifte til en fossilfri varmeløsning og herunder:

- at belyse hvilke faktorer (økonomiske og ikke-økonomiske) der kan påvirke valget;
- at værdisætte faktorerne så nytten af disse kan benyttes i den videre scenarieanalyse og i formuleringen af forslag til virkemidler/policyforslag.

Undersøgelsen er foretaget af konsulentvirksomheden Marketminds i forbindelse med projektet¹⁰ og omhandler udelukkende personer i parcel/stuehuse eller rækkehuse der opvarmes med naturgas.

6.1 Drevet af mere end økonomi

Kendskab til forbrugernes præferencer kan være med til at give et billede af, hvordan de kan forventes at handle fremadrettet og endnu vigtigere, hvilke faktorer der kan påvirke deres valg.

Danskernes valg af varmeløsninger er belyst i flere tidligere undersøgelser:

- Varmepumper i Helårshuse (Energistyrelsen, 2010),
- Afdækning af potentiale for varmpumper til opvarmning af helårshuse til erstatning for oliefyr (COWI, 2011),
- Opvarmningsundersøgelsen (Energistyrelsen, 2010),
- Varmepumper i helårshuse: Barrierer i anskaffelsesproces (Green Lab Brugerinnovation, Varmepumpefabrikantforening, TEKNIQ Arbejdsgiverne, Teknologisk Institut, Det Økologiske Råd, SEAS-NVE, 2019) og
- fremskrivning af forbrugernes valg af varmekilde fremadrettet indgår bl.a. i Basisfremskrivningen, som er udarbejdet af Energistyrelsen (Energistyrelsen, 2019).
- Energifonden har ligeledes gennemført projekter, der søger oplysning på området – i 2019 afsluttede Marketminds et brugerfokuseret projekt, der afdækkede danske energiforbrugeres forskellige tilgange og holdninger til energiforbrug og hvordan man kan fremme deres engagement.

¹⁰ Se kapitel 15, bilag 3 for Marketminds egen gennemgang af analysens resultater.

Der tegner sig i undersøgelserne generelt et billede af, at økonomi har stor betydning, men samtidig at der eksisterer en anseelig træghed/inerti mod at skifte varmforsyning, hvis årsager er sværere at forklare. Det ses bl.a. i det store antal oliefyr der stadig findes i de danske husholdninger, på trods af politisk pres via forbud og både økonomiske og miljømæssige gevinster forbundet med at skifte.

6.2 Metode

Undersøgelsen er inddelt i en kvalitativ interviewbaseret forfase og en kvantitativ spørgeskemabaseret trade-off analyse, som er udført af Marketminds fra august til december 2019.

6.2.1 Kvalitativ forfase

Den kvalitative forfase er udført ved dybdegående interviews i respondenternes hjem i september 2019. Alle respondenter er husejere der opvarmer deres bolig med naturgas. Følgende er ca. ligeligt fordelt mellem respondenterne:

- 1) Naturgasforbrugere som i øjeblikket overvejer at skifte naturgas ud med anden varmekilde
- 2) Naturgasforbrugere som har et mindst 12 år gammelt naturgasfyr, men som ikke på nuværende tidspunkt overvejer anden varmekilde
- 3) Naturgasforbrugere som inden for de seneste to år har afviklet gammel naturgas fyr og valgt ny* varmekilde (*kan være naturgas igen).

Formålet med de dybdegående interviews var at forbedre design og spørgeramme for den kvantitative trade-off analyse ved bl.a. at øge forståelsen af den føromtalte træghed og de faktorer der kan forventes at påvirke naturgasforbrugerens præferencer i skift og valg af varmekilde. Undersøgelsen forsøgte således at få indblik i:

- den enkeltes kendskab til forskellige varmekilder,
- overvejelser omkring alternativer til naturgas,
- beslutningsproces,
- hvem der influerer respondentens beslutning om skift af varmekilde osv. – herunder at belyse de termer, som målgruppen anvender.
- motiver og barrierer ift. skift fra naturgas

Forfasen gjorde det også muligt at fremvise forslag til alternative løsninger (billeder/beskrivelser) for herigennem at belyse, om og hvordan et øget vidensniveau kan påvirke beslutningsprocessen om at skifte væk fra naturgas.

Interviewene blev gennemført i respondenternes hjem, hvor det er mest sandsynligt at man som forbruger gør sig tanker om valg af varmekilde og hvor det var muligt at se på det eksisterende fyr og adressere eventuelle fysiske barrierer for alternative varmekilder (fx pladsmangel).

6.2.2 Kvantitativ trade-off analyse

Der er gennemført 1061 online spørgeskemainterviews af 15 minutters varighed indsamlet gennem flere paneler i Danmark i uge 46-48 2019. Data er efterfølgende vejret så det er repræsentativt for de danske husstande i målgruppen. Målgruppen er personer som bor (er CPR tilmeldt) i ejer-parcel/stuehuse eller -rækkehuse der opvarmes med naturgas.

Spørgeskemaet er indledt med en række spørgsmål der er med til at beskrive stikprøven, fx køn, alder, geografisk placering af bolig, antal personer i husstanden, boligtype (parcelhus/stuehus/gård, rækkehus eller lejlighed), alder på naturgasfyret, hvornår udskiftning forventes, mm.

Træghed/inerti (herefter omtalt som 'omstillingsparathed') mod at skifte varmemforsyning er behandlet ved at inkludere faktorer der medvirker til inerti, dvs. der er afgørende for, at man ikke handler ud fra sine angivne præferencer, såsom:

- respondentens økonomiske råderum (om man har mulighed for at finansiere en ny varmeløsning);
- i hvor høj grad man allerede har overvejet mulighederne for at skifte til en anden varmeløsning end naturgas;
- om man er på forkant/bagkant med udskiftningen (om man forventer at udskifter når fyret går i stykker eller før, fx i forbindelse med renovering eller når fyret skranter);
- I hvilket omfang man har adgang til rådgivning i sit netværk, som man har tillid til;
- respondentens kompetenceniveau (om man finder det nemt eller svært at skulle sætte sig ind i de forskellige varmeløsninger) og
- i hvor høj grad man mener, at udskiftning til en mere klimavenlig varmeløsning kan øge værdien af boligen.

I spørgeskemaet er benyttet en såkaldt trade-off tilgang (også kaldet choice-based conjoint analyse), hvor respondenterne præsenteres for en sekvens af reelle valg mellem varmeløsninger - enten et nyt naturgasfyr eller et alternativ (en varmepumpe eller fjernvarme). Respondenten har skulle forestille sig en situation, hvor deres nuværende naturgasfyr er udbrændt og de derfor skal overgå til en ny varmeløsning eller købe et nyt naturgasfyr. For hver varmeløsning er følgende "egenskaber" (attributter) differentieret i hver valgsituation (attributterne er defineret på baggrund af resultaterne fra forfasen):

- Lydniveau/støj (gener)
- Sparet CO₂ ved skift (miljø)
- Godkendelse af installation: eventuelle krav til godkendelse af ny varmekilde, som fx kræver at man kontakter offentlige instanser (tidskrævende, besvær)
- Ansvar: spænd imellem om man enten selv har al ansvar for godkendelse, snak med rette fagpersoner etc. eller man kan få en "Full service installation", hvor installatør ordner alt det praktiske.
- Økonomi
 - Finansieringsmuligheder: kontakt, via lån eller leasing
 - variation i købsprisen for varmekilden
- Om der gives tilskud koblet med variationer i tilskudsstørrelse
- Den årlige ændring i løbende varmeudgifter

Tilgangen tager højde for, at folk ikke er bevidste om – og i stand til - at vurdere deres egne præferencer og afvejning mellem faktorer/attributter. På baggrund af deres valg beregnes 'nytteværdier' for attributterne, som gør det muligt at simulere 'what if'-situationer, som estimerer andelen af forbrugere der i en given hypotetisk valgsituation vil vælge fx naturgas fra og varmepumper til ud fra forskellige forskelle i pris for installationen, tilskud, påvirkning af årlig varmeregning, støj, mv.

Resultaterne er efterfølgende indlagt i et simuleringsværktøj, der gør det muligt at simulere forbrugernes adfærd når stillet over for forskellige valg. Ved hjælp af værktøjet er hver attribut ændret én ad gangen, imens alle andre er fastholdt. Resultaterne giver indblik i hvordan en varmeløsnings attraktivitet ændres alt efter hvordan der "skrues på" attributterne, eksempelvis støj, pris eller besparelse.

6.3 Resultater

Forfasen fandt, at boligens varmeløsning er ultra lavinteresse – det er indregnet i husholdningens budget og overvejes slet ikke så længe det fungerer. Interviewene pegede også på, at de fleste forbrugere først skifter deres naturgasfyr når det går i stykker og i det tilfælde vælger man næsten per automatik et naturgasfyr igen, da det er det hurtigste, nemmeste og billigste. Det opleves som komplekst og uoverskueligt at skifte til noget andet, end det man har i forvejen, bl.a. pga. manglende kendskab til alternative opvarmningsformer.

Forfasen gav følgende input vedrørende variable der forventes at influere på åbenheden over for at vælge et alternativ:

- **Nuværende kendskab til varmeløsninger** og konsekvenser ved anden løsning
- **Netværk** – har man nogle som kan vejlede/har erfaring (typisk VVS'ere)
- **Viden om udrulning af fjernvarme** i kommunen
- **Oplevet egen kompetence** til at sætte sig ind i nye løsninger
- **Økonomisk råderum/mulighed for investering**
- **Planer om renovering eller fraflytning** øger åbenheden over for at skifte, da man i forvejen er i banken og låne penge, og man i forvejen er i et andet mindset, hvor man tænker mere langsigtet i forhold til økonomi.
- Oplevelse af egen påvirkning af/ansvar for **miljø og klima**

Mht. økonomi, så tænker de fleste kortsigtet og fokuserer på, hvor meget de skal investere i installation nu, samt den årlige besparelse på varmeregningen. Varmepumper opleves i udgangspunktet meget dyre og er for de fleste en meget massiv investering, der typisk kræver lån i banken, hvilket opleves som en ekstra barriere – det kræver tid og er besværligt og er ikke noget man i udgangspunktet er interesseret i.

Som beskrevet i metodeafsnittet er effekten af hver attribut undersøgt ved at undersøge, hvordan en varmeløsnings attraktivitet ændres alt efter hvordan der "skrues på" attributterne, eksempelvis støj, pris eller besparelse.

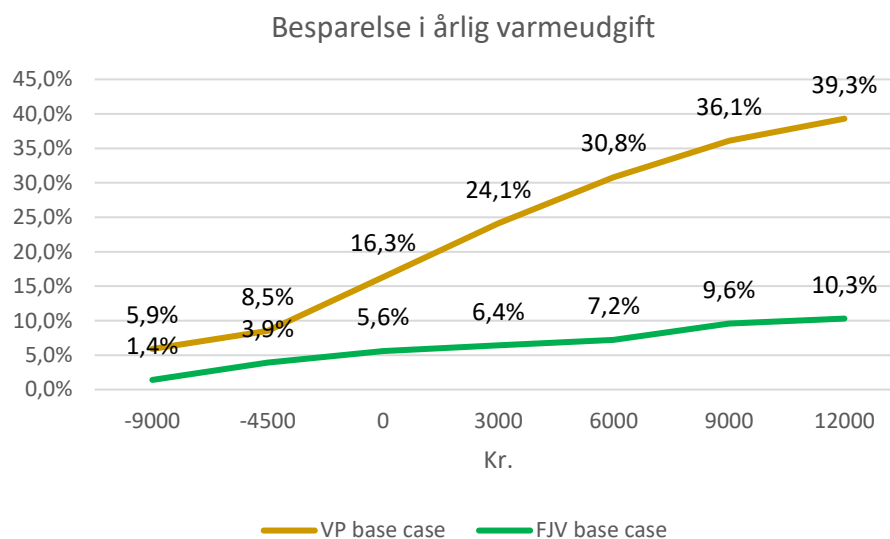
Figur 39 viser den benyttede base case sammensætning af attributter for de tre varmeløsninger, som udgør udgangspunktet for 'følsomheds-beregninger' af attributterne. Ved denne sammensætning vælger 63% af naturgasforbrugerne at skifte til et naturgasfyr igen, hvis de skal skifte deres

gasfyr. 31% vælger en varmepumpe og 6% vælger fjernvarme. Resultaterne er her kalibreret for respondenternes forventede adgang til løsningen, altså om de vurderer det muligt at få en varmepumpe eller tror de kan få fjernvarme.

Naturgas	Varmepumpe	Fjernvarme
-	Støj: 40 db	-
-	75% mindre CO ²	50% mindre CO ²
Ingen ansøgning og godkendelse	Ingen ansøgning og godkendelse	Ingen ansøgning og godkendelse
Fuld service	Fuld service	Fuld service
35.000 kr. kontant	75.000 kr. kontant	50.000 kr. kontant
-	Tilskud fra staten på 7.500 kr.	Tilskud fra staten på 7.500 kr.
Ingen besparelse	Årlig besparelse på 6.000 kr.	Årlig besparelse på 4.500 kr.

Figur 39 Overblik over base casen, som udgør udgangspunktet for 'følsomheds-beregninger' af attributterne. Base casen er sammensat af Marketminds ud fra desk research – hvad oplever kunderne at skulle betale, få i tilskud mm, når de undersøger markedet.

Ved hjælp af simuleringstværværktøjet er hver attribut ændret én ad gangen, imens alle andre er fastholdt. Hovedresultater viste her at inertien for at skifte gasfyr ud er høj. Varmepumper er den mest udbredte alternative varmeløsning, som naturgaskunderne overvejer. Økonomi har stor betydning og særligt den årlige besparelse i varmeudgifterne har stor effekt på attraktiviteten af alternative varmekilder, især for varmepumper (se Figur 40).



Figur 40: Effekt af besparelse på årlig varmeudgift. Kalibreret for respondenternes forventede adgang til løsningen

Hverken støj-reduktion eller mindsket CO₂-udledning spiller en større rolle for attraktiviteten. Det samme er gældende for indførelsen af lange godkendelsesprocedurer (tid), ligesom det ikke betyder meget om man selv har ansvaret eller fx en VVS'er står for alt (full service). Ved investeringer over 75.000 kr. kan lånemuligheder øge attraktiviteten.

Forbrugernes egen forståelse af deres adgang til alternative løsninger har stor indflydelse på resultaterne og kan også være med til at forklare den lave andel der vælger fjernvarme, da kun 178 af de 1061 respondenter har svaret, at fjernvarme er en mulighed for dem. Fjerner man denne begrænsning i simuleringsværktøjet, så alle 1061 har mulighed for at vælge alle tre varmeløsninger så stiger andelen der vælger fjernvarme til 21%. For varmepumper har 739 af de 1062 respondenter svaret, at de anser en varmepumpe som en mulighed i deres bolig. Fjernes begrænsningen stiger andelen fra 31% til 33%. Forfasen fandt at varmeløsningen er lavinteresse og mange ofte ikke har kendskab til deres reelle muligheder for alternativer. Det er derfor svært at vide, om andelen der tror de kan få fjernvarme er retvisende eller et udtryk for manglende viden. Endvidere forventes et stigende antal naturgasforbrugere at få adgang til fjernvarme pga. udbygning. Der er altså særlig usikkerheder forbundet med analysens resultater vedrørende forbrugernes valg af fjernvarme.

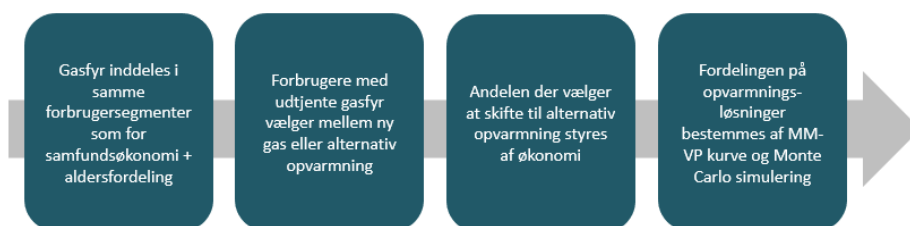
7 Omstillingsscenarier mod 2030 og 2040

I de tidligere kapitler er det vist, at gas til privatforbrugere er samfundsøkonomisk dyrt frem mod 2030 og 2040, når al gas skal være grønt fra 2030. I dag er ikke meget, der tyder på, at gasforbruget til husholdninger og serviceerhverv er på vej til at aftage. Tværtimod har antallet af boliger med gas de senere år været stigende. I analysen 'Scenarier for antal gaskunder i Danmark mod år 2100' af Ea Energianalyse fra 2018 var en hovedpointe, at der er stor træghed blandt gasforbrugerne i forhold til at skifte opvarmningsform og uden yderligere tiltag eller virkemidler kan der forventes at være gasforbrugere helt frem til år 2100. Undersøgelsen fra Marketminds har samme pointe, idet der skal et væsentligt økonomisk incitament til før forbrugere skifter deres varmekilde. Uden nye virkemidler kan det derfor være svært at opnå de samfundsøkonomiske fordele ved at udskifte gas med anden opvarmning.

I det følgende vises fremskrivninger af gasforbruget og antallet af gasinstallationer i bygninger frem til 2030 og 2040. Fremskrivningerne har til formål at undersøge hvor mange, der fortsætter med at bruge gas til opvarmning og de samfundsøkonomiske omkostninger ved ikke at indføre yderligere tiltag (grundscenarie), samt effekten af en række forskellige virkemidler. Det er en grundantagelse, at gassen er grøn i 2030 i alle scenarier (inkl. grundscenariet) for at nå klimamålsætningen.

7.1 Metode

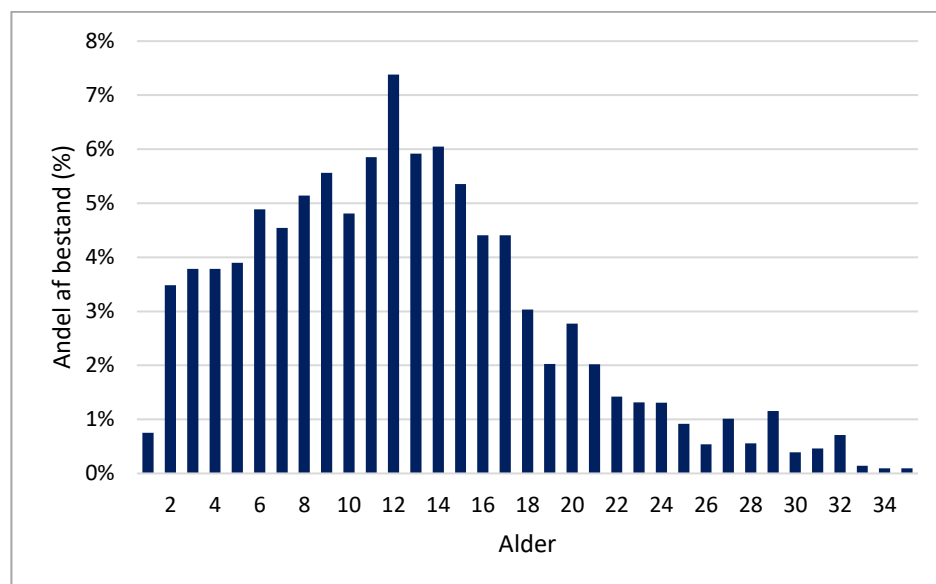
Der er udarbejdet en model som simulerer hvordan naturgaskunderne ville skifte (eller ikke skifte) væk fra naturgas. I modsætning til det samfundsøkonomiske optimum, simulerer modellen det frie valg og benytter brugerøkonomiske omkostninger inkl. ikke-økonomiske faktorer. Det er muligt at introducere virkemidler, fx tilskud eller forbud, og undersøge deres effekt på antal skift.



For hvert år beregnes antallet af bygninger i hvert segment som tager stilling til deres varmekilde. Her antages det, at alle udtjente gasfyr tager stilling til deres varmekilde. Det antages, at alle gasfyr der er 20 år er udtjente.

Aldersfordeling af eksisterende gasfyr

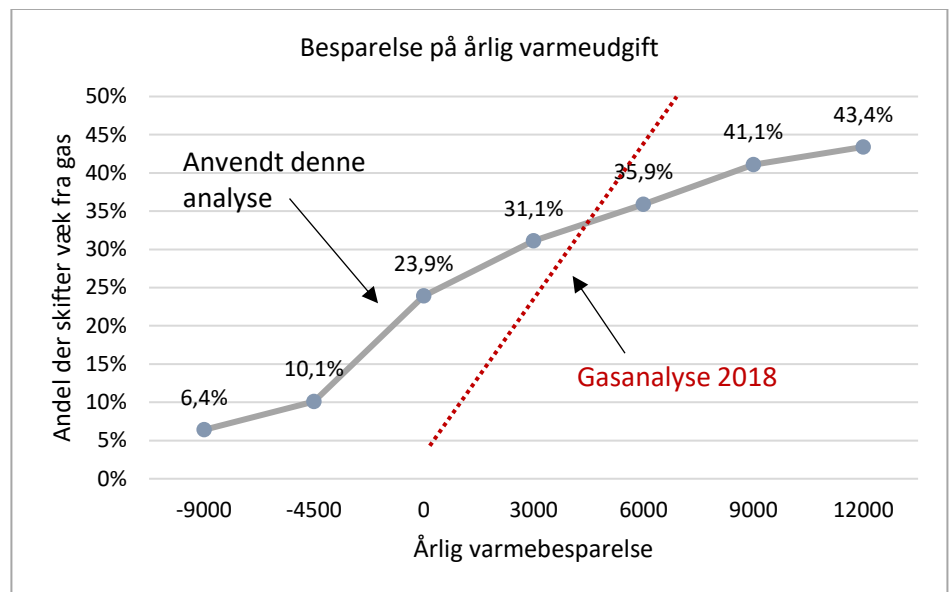
Aldersfordelingen af gasfyrene baserer sig på data fra Evida om eksisterende gaskedler, som er vist nedenfor. Den gennemsnitlige alder på et gasfyr er i dag ca. 12,5 år. Aldersfordelingen viser, at 85% af gasfyrene er 20 år eller yngre, som ligger inden for den almindelige levetid. Derudover er der en 'hale' af ældre gasfyr. I beregningerne er det for det første beregningsår antaget at alle gasfyr over 20 år udskifter deres gasfyr i år 1. De efterfølgende år, vil der derfor kun være gasfyr der er maksimalt 20 år.



Figur 41. Aldersfordeling af eksisterende gaskedler. Kilde: Egne beregninger baseret på data fra Evida

Adfærdsfunktion

Ud af de udtjente gasfyr er der kun en andel som forventes at skifte opvarmningsform. Denne andel bestemmes ud fra resultaterne fra Marketminds undersøgelse med en **adfærdsfunktion**. Den er vist i figuren nedenfor, hvor den tidligere anvendte sammenhæng mellem årlig økonomisk besparelse og antallet af skift også er inkluderet.



	Varmepumper	Naturgas	Fjernvarme
Lydniveau	Støj: 40 db	N/A	N/A
Sparet CO2	75% mindre CO2	N/A	50% mindre CO2
Antal dage for godkendelse	Ingen ansøgning og godkendelse	Ingen ansøgning og godkendelse	Ingen ansøgning og godkendelse
Eget ansvar	Fuld service	Fuld service	Fuld service
Økonomi for installation	Kontant 50.000 kr.	Kontant 50.000 kr.	Kontant 50.000 kr.
Tilskud	Intet tilskud	N/A	Intet tilskud
Årlig besparelse i løbende varmeudgifter	Varieres fra -9.000 til 12.000	kr. 0.00	kr. 4.500.00

Figur 42: Anvendt adfærdsfunktion. Simulering af Marketminds resultater samt tidligere anvendt kurve for sammenhængen mellem årlig privatøkonomisk besparelse og antallet der vælger at skifte væk fra gas. Andel der skifter til varmepumper ved ændringer i den årlige varmeudgift, hvor al anden økonomi (installation og tilskud) fastholdes ens for alle teknologier.

Den anvendte adfærdsfunktion er opnået ved at manipulere med Marketminds model, og afspejler ikke det som Marketmind kalder 'basecase'. Det er gjort af hensyn til den måde, adfærdsfunktionen bruges til modelsimuleringer. Der er her valgt, at installationsomkostningerne modelmæssigt er den samme, således at ændringerne på x-aksen afspejler totale besparelser ved at skifte i stedet for kun at afspejle forskellen ved de løbende omkostninger. I vores modelværktøj ændres alle omkostninger, og derfor er det nødvendigt at have en funktion, der oversætter økonomi til antal skift i en lidt steriliseret form.

Privatøkonomi med spredning

Det er logisk at alle bygninger som vælger at skifte, skifter til den billigste, mulige løsning i det givne år, men som i det samfundsøkonomiske optimum er

det nødvendigt at indregne en spredning i omkostningerne. Spredningen skal afspejle den omkostningsvariation som forekommer i virkeligheden.

Derfor skifter bygningerne ikke blot til den billigste løsning, men bygningerne fordeles i stedet med en beregnet fordelingsnøgle.

Fordelingsnøglen beregnes med samme metode som i det samfundsøkonomiske optimum. For hver mulig opvarmningsløsning beregnes de forventede årlig brugerøkonomiske omkostninger og spredning heraf. Derefter benyttes en Monte Carlo simulering, til at bestemme hvordan bygningerne sandsynligvis ville fordele sig (Se Kapitel 5.5.2). Dette er fordelingsnøglen som benyttes til at bestemme hvilke opvarmningsformer bygningerne skifter til.

Restriktion på adgang til fjernvarme

Da den enkelte forbruger ikke selv kan bestemme, om det er muligt at få fjernvarme eller ej, er der her lagt en restriktion på, hvor mange der kan få fjernvarme med undtagelse af de boliger, der i dag ligger i områder, hvor der er fjernvarme (fortætning). Det antages her, at en stigende andel kan få fjernvarme fra 0% i dag til 70% i 2030. Dertil er der indlagt en forudsætning om, at der skal være en positiv samfundsøkonomisk gevinst, hvis forbrugerne skal kunne vælge fjernvarme. Modelleringen er en forsimpning, da det er svært at fremskrive, hvordan fjernvarme udbygges, men skal afspejle, at det er sandsynligt, at der kan udbygges fjernvarme i områder, hvor det både samfundsøkonomisk og privatøkonomisk attraktivt. Den gradvise stigning skal afspejle, at der vil være en tidsmæssig forskydning i forhold til hastigheden med hvilken det er muligt at udbygge fjernvarme.

Modelsimulering

Modelsimulering for et givent år ser derfor således ud:

1. Start: Antal gasfyr primo
2. Antallet af udtjente gasfyr beregnes underopdelt i 48 delsegmenter
3. De økonomiske besparelser ved at skifte til varmepumper, fjernvarme, elvarme og hybridvarmepumper beregnes
4. Der tillægges ikke økonomiske faktorer til den økonomiske besparelse
5. Der laves Monte Carlo simulering over besparelserne med en resulterende fordeling på valg af opvarmning (inkl. gas) for hvert delsegment
6. Der korrigeres for, at ikke alle kan få fjernvarme. Ny fordeling beregnes på baggrund af fjernvarmerestriktionen
7. Det endelige antal, der vælger at skifte styres af adfærdskurven baseret på Marketminds modelværktøj

8. Endeligt antal skift opgøres
9. Der tillægges nye gasfyr fra nybyggeri
10. Slut: Antal gasfyr ultimo (samt ny bestand af gasfyr opgøres)

Der laves simuleringer for hvert år frem til 2030 og 2040. Når der regnes på virkemidler går de ind og påvirker forskellige dele i simuleringen. Fx påvirker et tilskud til varmepumper og fjernvarme størrelsen af besparelsen ved at skifte, som både påvirker fordelingen af Monte Carlo simuleringen i sidste ende aflæsningen på adfærdskurven for hvor mange der skifter.

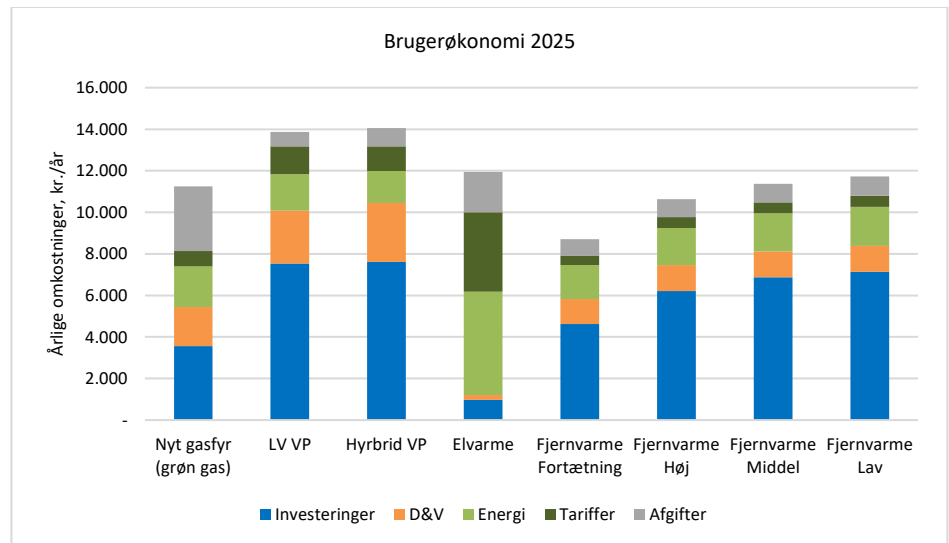
7.1.1 Anvendte spredninger

Spredningerne defineres for hver priskomponent i de årlige omkostninger. Som udgangspunkt benyttes de samme spredninger, som i de samfundsøkonomiske optimum, da de er procentuelle.

Dog indeholder de brugerøkonomiske omkostninger afgifter og ikke-økonomiske faktorer. Spredningen på afgifter fastsættes til 0, da alle kunder i et givet segment betaler de samme afgifter. Spredningen på de ikke-økonomiske faktorer antages som $\pm 50\%$.

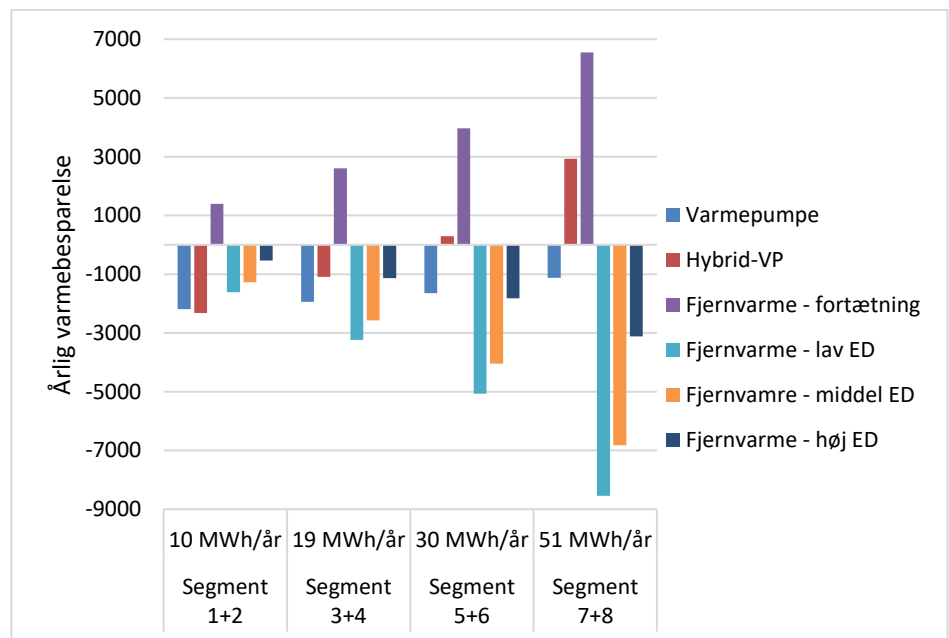
7.1.2 Privatøkonomiske beregninger

De privatøkonomiske beregninger er det styrende for, hvordan der vælges opvarmningsform. Her vises resultatet for 2025 for segment 1 i Figur 43. I 2025 er den billigste opvarmningsform for den lille forbruger fjernvarme i de områder, hvor der er fortætning. Det er imidlertid kun en lille del af forbrugerne, hvor det er muligt, og derfor er den billigste opvarmningsform privatøkonomisk at fortsætte med gas.



Figur 43. Brugerøkonomiske omkostninger ved forskellige opvarmingsløsninger 2025 (kr./år) for det mindste segment (1 + 2) med et varmebehov på 10 MWh/år

Den absolutte besparelse i forhold til gas er afgørende for, hvordan forbrugeren antages at vælge sin opvarmingsløsning. Besparelsen i forhold til gas i 2025 er vist i figuren nedenfor for enfamiliehuse. Elvarme er udeladt af grafen af hensyn til overskuelighed, da den er meget dyrere for de større segmenter (ca. 23.000 dyrere end gas for segment 7+8).



Figur 44. Privatøkonomisk besparelse for enfamiliehuse ved at skifte til varmepumpe, hybrid-varmepumpe eller fjernvarme.

Resultatet viser, at det for de små forbrugere er billigst at forblive på gas brugerøkonomisk (undtaget i områder med fortætning). For større enfamiliehuse (segment 5-8) er det potentielt billigere at skifte til hybrid-varmepumper, hvor det store segment kan spare ca. 3000 kr. årligt.

7.2 Resultater

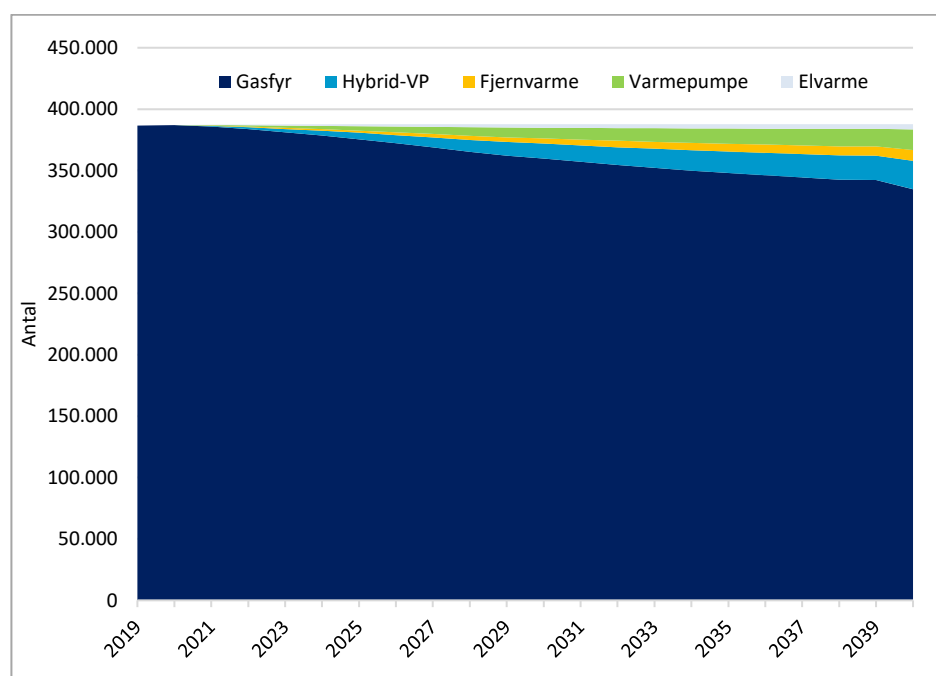
Her præsenteres resultaterne af simuleringer med forbrugerpræferencemodellen. Der vises følgende resultater:

- Grundscenarie
- Effekt af 7 virkemidler 2030 og 2040
- Følsomhed af kortere afskrivningsperiode på grundscenariet

De samfundsøkonomiske omkostninger belyses i afsnit 7.3.

7.2.1 Grundscenarie

I grundscenariet er en business-as-usual fremskrivning, hvor der ikke er indlagt virkemidler til at påvirke gasforbrugernes valg af ny opvarmning. Når gasfyr er udtjente, vil størstedelen derfor skifte til nye gasfyr, mens en mindre andel med udtjente gasfyr vil vælge en anden opvarmningsform. Andelen der skifter styres som beskrevet af resultaterne fra Marketminds præferencemodell. Fremskrivningen i grundscenariet fremgår nedenfor, hvor antallet af gasfyr er fremskrevet.

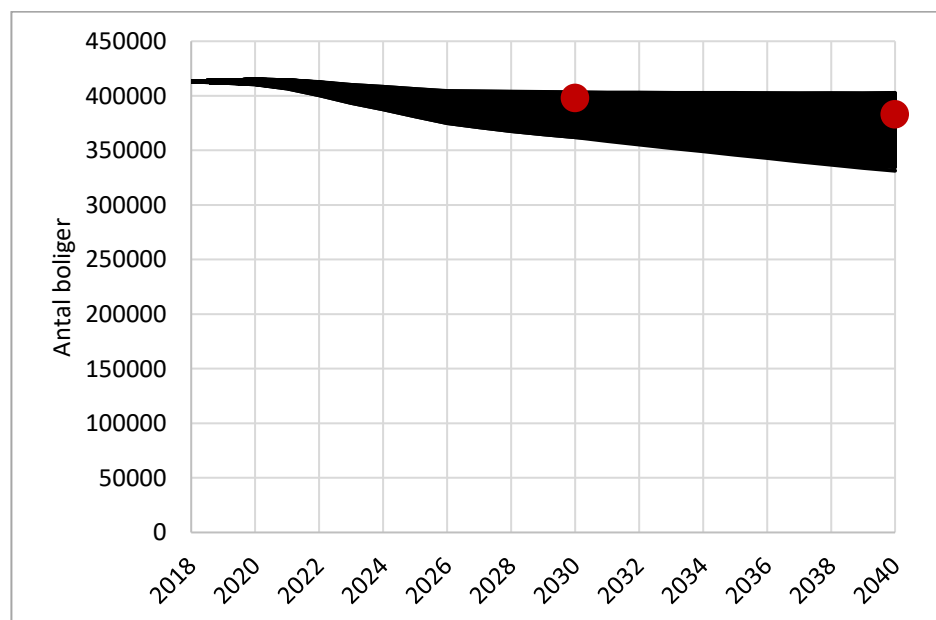


Figur 45. Grundscenarie. Fremskrivning af antallet af bygninger med gas som primær opvarmning for 2019-2040.

I grundscenariet er der kun en meget lille andel, der skifter væk fra gas. I 2030, vil 93% (360.000) fortsat anvende gas som primær opvarmning, mens kun 7% forventes at skifte til alternativ opvarmning. Af de 7% vil størstedelen vælge en hybrid-varmepumpe (3%-point). Således er der kun 4% i 2030, der helt vil fravælge gassen til fordel for varmepumper og fjernvarme. I 2040 er tendensen fortsat at langt størstedelen vil fortsætte med at bruge gas (86% har fortsat gasfyr og 6% en hybrid-varmepumpe). Her vil der samlet set kun være 8%, der har skiftet gassen helt ud med alternativ opvarmning.

Af Figur 45 fremgår et mindre knæk fra 2039 til 2040, som skyldes implementeringen af aldersfordelingen på de eksisterende gasfyr. De gasfyr der blev udskiftet i 2020 er i 2040 20 år gamle og skal udskiftes.

Nedenfor er resultatet af grundscenariet sammenlignet med den tidligere gasanalyse for HMN fra 2018.¹¹ Den sorte skare viser udfaldsrummet fra den tidligere analyse frem til 2040 baseret på 144 simuleringer med variation af de forskellige input-parametre, som relaterer sig til usikkerheder til eksogene faktorer (fjernvarmekonvertering, kurven for hvor mange skifter, ikke-økonomiske faktorer mm.). Resultatet baserer sig ligesom for grundscenariet på en business-as-usual tilgang, hvor der ikke er indlagt nye politiske virkemidler til at påvirke gasforbrugernes valg. Grundscenariet placerer sig i den øverste del af udfaldsrummet.

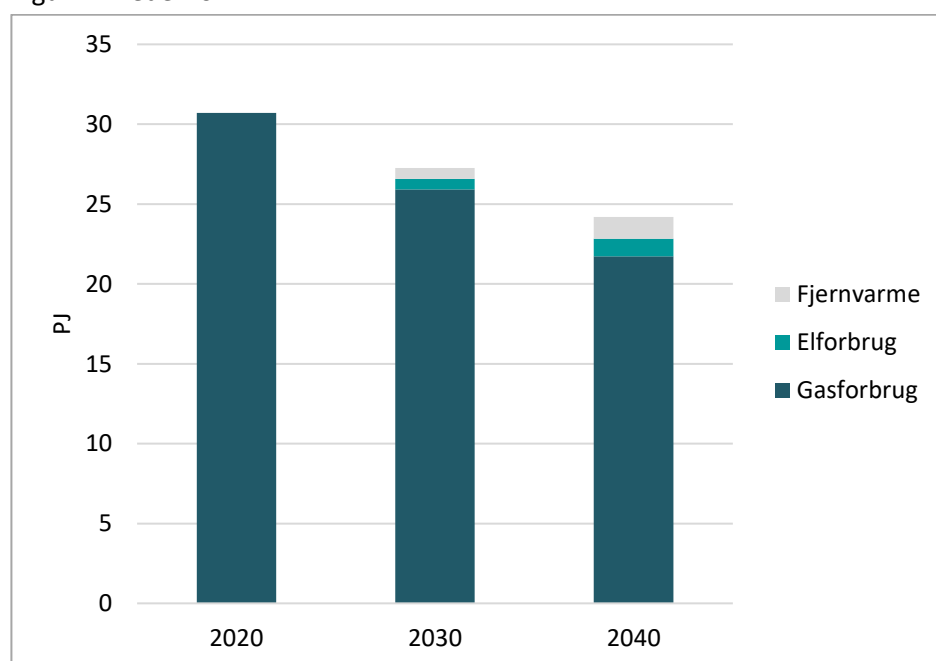


Figur 46. Sammenligning af resultatet af gasanalysen fra 2018 for HMN og grundscenariet i denne analyse. Grafen viser antallet af boliger med gasinstallation (både gasfyr og

¹¹ Scenarier for antal gaskunder i Danmark mod 2100, Ea Energianalyse 2018

hybridvarmepumpe), hvor de sorte linjer viser udfaldsrummet fra analysen fra 2018 og de røde prikker indikerer det nye grundscenarie. Antallet i bygninger i denne analyse er konverteret til antal boliger så det er sammenligneligt med tidligere resultat

Gasforbruget vil falde mere end antallet af gasinstallationer, fordi der generelt er indregnet energieffektiviseringer i bygningerne. I 2030 vil gasforbruget derfor alt andet lige falde med 7% og i 2040 med 14%, hvis alle forblev fuldt ud på gas. I grundscenariet falder energiforbruget yderligere, fordi flere anvender varmepumper, som har en højere energiudnyttelse. I 2030 vil der være et elforbrug til varmepumper, elvarme og hybridvarmepumper på 182 GWh. Derudover forbruges el til fjernvarmeproduktion, som også baserer sig på varmepumper. Der forbruges 0,7 PJ fjernvarme i 2030. I 2040 er elforbruget 306 GWh og fjernvarmeforbruget 1,4 PJ. Udviklingen fremgår af Figur 47 nedenfor.



Figur 47. Energiforbrug til opvarmning for forbrugere, der i dag anvender gas som primær opvarmning. Fjernvarme inkluderes her af værk

7.2.2 Virkemidler

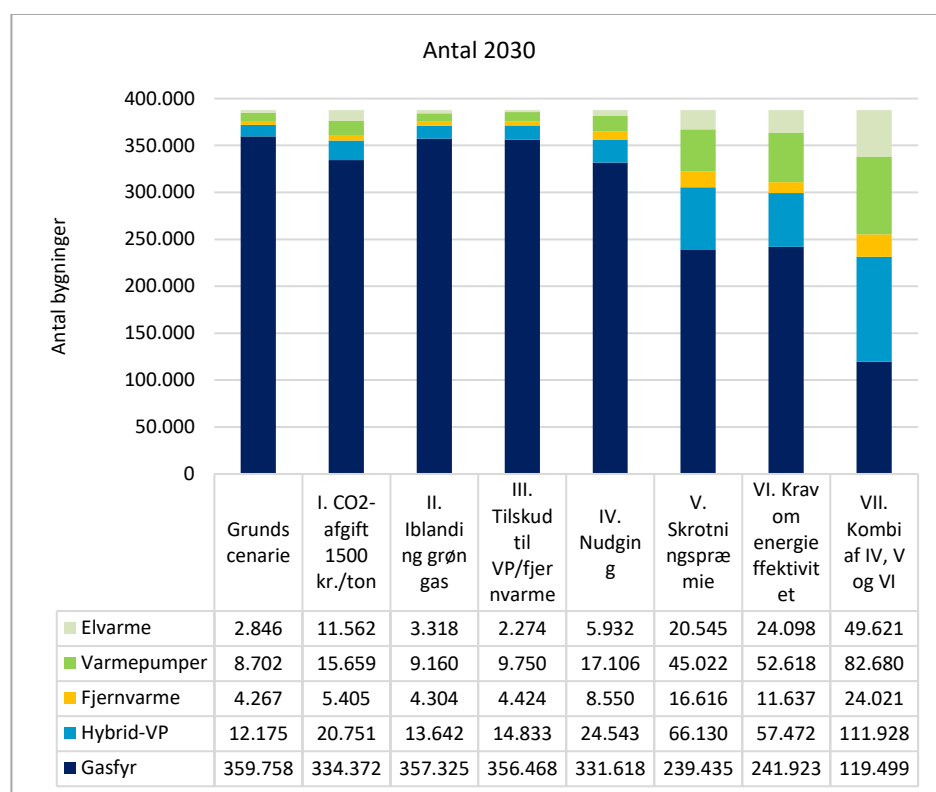
Uden yderligere tiltag vil der være langt flere husholdninger, der fortsætter med gas (biogas) som primær opvarmning frem mod 2030 og 2040 end det er samfundsøkonomisk optimalt. For at flytte forbrugerne over mod opvarmningsløsninger, der samlet set giver en bedre samfundsøkonomi, er der her regnet på 7 forskellige virkemidler:

- I. CO₂-afgift 1500 kr./ton (i tråd med Klimarådets anbefaling)
- II. Iblandingskrav for grøn gas gradvis mod 2030

- III. Tilskud til varmepumper/fjernvarme/hybrid-VP på 10.000 kr. upfront
- IV. Nudging
- V. Skrotningspræmie
- VI. Krav om høj energieffektivitet i ny opvarmningsløsning fra 2025
- VII. Kombination af IV, V og VI

I. CO2-afgift	CO2-afgiften på 1500 kr./ton indregnes på al gasforbrug og erstatter den eksisterende energi- og CO2-afgift. Der tillægges 25% moms. CO2-afgiften svarer til 85 kr./GJ naturgas, mens energi- og CO2-afgiften i dag er 67 kr./GJ tilsammen. Dermed svarer CO2-afgiften til en afgiftsstigning på ca. 25%.
II. Iblandingskrav	Der indregnes et iblandingskrav på grøn gas, så forbrugerprisen på gas gradvist stiger fra i dag at udgøres af naturgasprisen + afgifter til i 2030 at udgøres af biogasproduktionsprisen. Iblandingskravet er indlagt lineært fra 0% i 2020 til 100% i 2030. Der betales ikke energi- og CO2-afgift af den iblandede grønne gas. I 2030 betaler forbrugerens derfor 126 kr./GJ svarende til produktionsprisen på biogas. Uden iblanding betaler forbrugerens 54 kr./GJ + 67 kr./GJ i afgifter, dvs. 121 kr./GJ. Iblandingskravet giver dermed kun en marginal prisstigning for forbrugerens (+4%).
III. Tilskud	Der er indlagt et tilskud til fjernvarme, varmepumper og hybridvarmepumper på 10.000 kr. upfront, som beregningsmæssigt er fratrasket investeringsomkostningen.
IV. Nudging	Ad 4: Nudging er et tiltag, som giver forbrugerens mere oplysning fx gennem målrettede kampagner. Beregningsmæssigt er det her antaget, at der for en given økonomisk besparelse er dobbelt så mange, der vælger at skifte væk fra gas. Der tages dog stadig først stilling til at investere i en ny varmeløsning, når gasfyret er udtjent.
V. Skrotningspræmie	Der er indlagt en skrotningspræmie på 10.000 kr. for alle gasfyr ældre end 15 år. Det betyder, at alle gasfyr over 15 år årligt tager stilling til, om de ønsker at forblive på gas eller skifte til alternativ opvarmning. For udtjente fyr (20 år gamle) er det muligt at investere i ny gas uden at modtage skrotningspræmie, mens det for gasfyr der er 15-19 år vil være et valg mellem ny opvarmningsform + skrotningspræmie eller at forblive med det eksisterende gasfyr.

VI. Krav til effektivitet af nyt gasfyr	Der er her regnet på et tiltag om at øge energieffektivitet for nye gasfyr til fx mindst 150%. I praksis svarer det til et forbud mod nye gasfyr, da eksisterende kondenserende gasfyr ikke kan leve op til kravet. Beregningsmæssigt betyder det, at alle udtjente gasfyr udskiftes med varmepumper, fjernvarme, hybrid-varmepumper og elvarme.
VII. Komib-scenarie	Ad 7: Virkemidlerne IV-VI implementeres samtidig, dvs. en kombination af skrotningspræmie, krav om energieffektivitet for nye gasfyr og nudging. Resultatet af modelsimuleringer med ovennævnte 7 virkemidler fremgår nedenfor for 2030.
2030-resultat	I Figur 48 er resultatet af fremskrivningen til 2030 vist for antallet af bygninger fordelt på opvarmningsform. Grundscenariet er vist til venstre til en sammenligning. CO2-afgift, iblandingskrav og tilskud til varmepumper ændrer kun resultatet i meget lille grad, hvor CO2-afgiften på 1500 kr./ton giver den største effekt. Her har 86% af forbrugerne fortsat gasfyr i 2030 (og hertil kan lægges 5% hybrid-varmepumper). Det skyldes, at besparelserne ved at vælge en anden opvarmningsform en gas kun er relativt beskedne. Når de nye virkemidler står i stedet for den eksisterende energi- og CO2-afgift bliver ændringerne til i dag ikke tilstrækkeligt store til, at der vil ske en reel udskiftning af gasfyrene. Den store træghed til at skifte skyldes udover de moderate besparelser også, at det kun er en mindre andel af gasforbrugerne, der tager stilling til opvarmningsform, idet kun de gasfyr der er 20 år gamle årligt modelmæssigt har mulighed for at skifte.



Figur 48. Antallet af bygninger i 2030 som i dag har gas som primær opvarmning med forskellige virkemidler fordelt på opvarmningsform

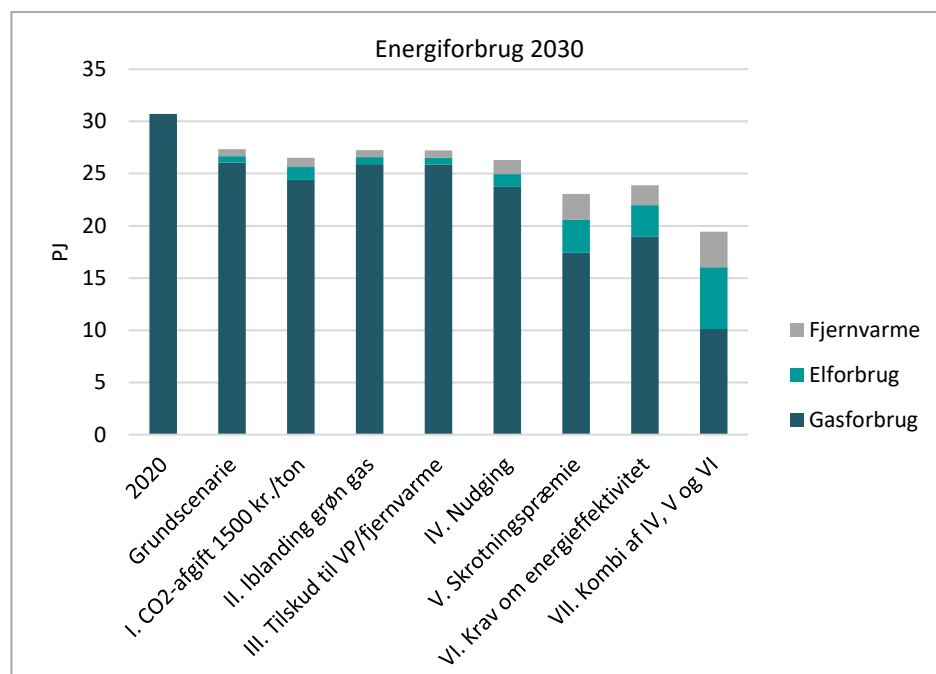
Nudging giver marginalt flere konverteringer, fordi der for en given besparelse vil være dobbelt så mange, der vælger at skifte, når gasfyrer er udtjent.

Skrotningspræmien målrettet ældre fyr (≥ 15 år) får årligt flere gasfyr til at tage stilling, og det betyder meget i forhold til hastigheden hvormed forbrugerne flytter sig. Derfor ses i 2030 et markant højere antal bygninger med anden opvarmningsform ved en skrotningspræmie. I 2030 er 21% skiftet til varmepumper, elvarme eller fjernvarme, mens 62% fortsat har gasfyr i 2030.

Krav om energieffektivitet af nye gasfyr, der i realiteten effektueres på samme måde som et forbud fra 2025 vil ligeledes betyde, at en stor del af de eksisterende gasforbrugere i 2030 vil have skiftet til en anden opvarmningsform. Her vil 21% have skiftet til varmepumper, elvarme eller fjernvarme og ca. 15% har hybrid-varmepumper.

I det ekstreme scenarie, hvor der sættes markant ind med virkemidler vil størstedelen af eksisterende gasforbrugere i 2030 have skiftet til en alternativ opvarmningsform (ca. 70%). Resultatet viser, at det vil blive meget svært at

flytte gasforbrugerne over mod de mere samfundsøkonomiske gavnlige opvarmningsformer med en tidshorisont på 10 år.



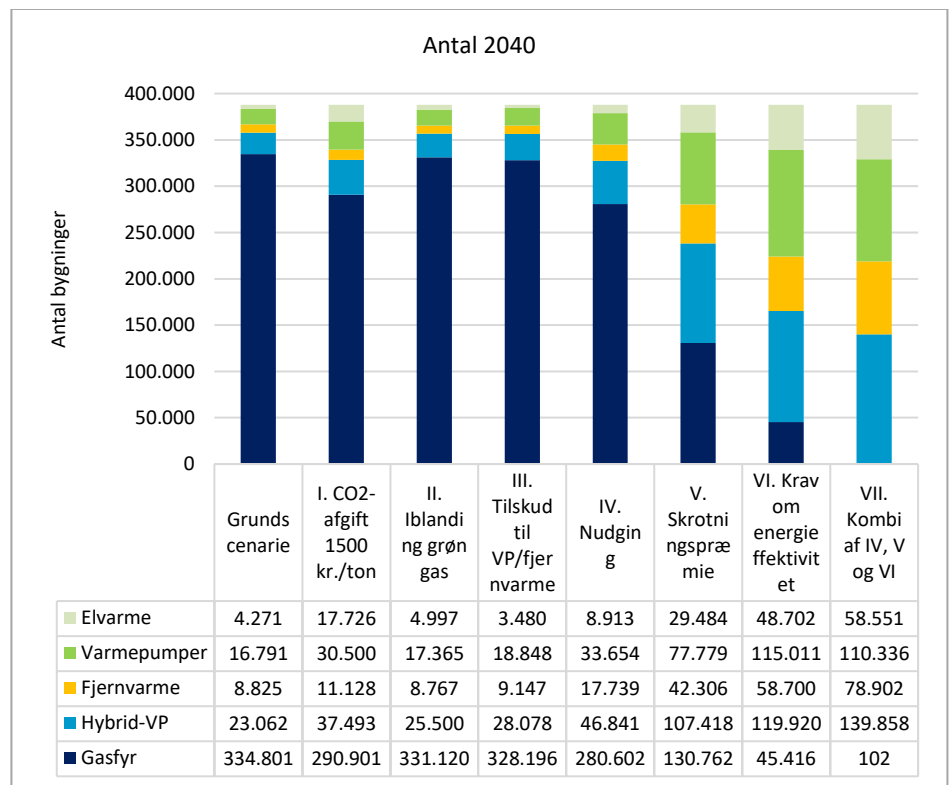
Figur 49. Energiforbrug i 2030 med implementering af forskellige virkemidler for de forbrugere, der i dag anvender gas som primær opvarmning

Energiforbrug 2030

Energiforbruget i 2030 fremgår af Figur 49. Resultatet viser dels at energiforbruget til opvarmning af de 387.000 bygninger i 2030 forventes at falde (som beskrevet i grundscenariet), og dels at energiforbruget bliver lavere, når der er flere varmepumper i systemet pga. deres høje energieffektivitet.

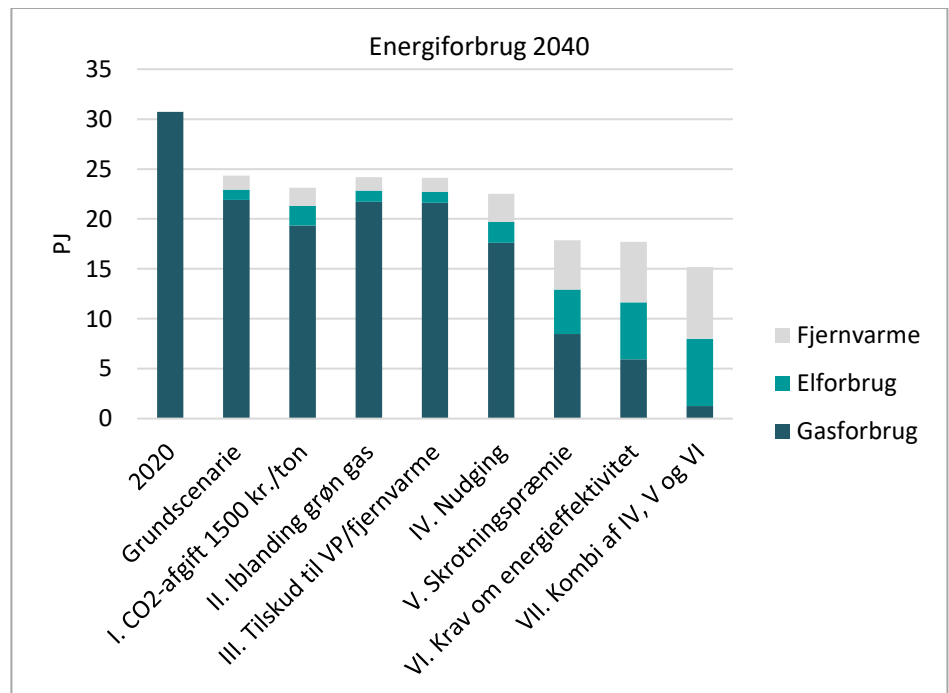
2040-resultat

Resultatet for 2040 forstærker de tendenser, som blev vist i resultatet for 2030. I kombi scenariet er alle almindelige gasfyr udfaset.



Figur 50. Antallet af bygninger i 2040 som i dag har gas som primær opvarmning med forskellige virkemidler fordelt på opvarmningsform

Energiforbruget for virkemiddelscenarierne er vist nedenfor.



Figur 51. Energiforbrug i 2040 med implementering af forskellige virkemidler for de forbrugere, der i dag anvender gas som primær opvarmning

7.2.3 Lavere afskrivningsperiode

Her præsenteres en følsomhed, hvor afskrivningsperioden for privatøkonomiske forbrugere forkortes fra den forventede levetid af anlægget til 10 år. Det er lavet ud fra den forventning, at forbrugere typisk foretager investeringer med en kortere tidshorisont end fx 20 år. Resultatet fremgår for 2030 i Tabel 6 og for 2040 i Tabel 8.

Andel der skifter væk fra gas	Afskrivning= levetid (hovedspor)	Afskrivning 10 år	Ændring (%)
Grundscenarie	7%	5%	-24%
CO2-afgift 1500 kr./ton	14%	13%	-8%
Iblandingskrav	8%	6%	-21%
Tilskud til VP/fjernvarme	8%	6%	-24%
Nudging	14%	11%	-23%
Skrotningspræmie	38%	35%	-8%
Krav om energieffektivitet	38%	37%	-1%
Kombiscenarie	69%	69%	0%

Tabel 6. Andel af eksisterende gasforbrugere der er skiftet væk fra gasfyr i 2030 med en afskrivningsperiode på 10 år sammenlignet med en afskrivningsperiode på den forventede levetid

Antal skift væk fra gas	Afskrivning= levetid (hovedspor)	Afskrivning 10 år	Ændring (%)
Grundscenarie	14%	10%	-23%
CO2-afgift 1500 kr./ton	25%	22%	-10%
Iblandingskrav	15%	11%	-25%
Tilskud til VP/fjernvarme	15%	11%	-27%
Nudging	28%	20%	-26%
Skrotningspræmie	66%	57%	-14%
Krav om energieffektivitet	88%	88%	0%
Kombiscenarie	100%	100%	0%

Tabel 7. Antal skift i 2030 med en afskrivningsperiode på 10 år sammenlignet med en afskrivningsperiode på den forventede levetid

7.3 Sammenligning af de samfundsøkonomiske og brugerøkonomiske resultater

Figur 52 sammenligner det samfundsøkonomiske optimum med de brugerøkonomiske resultater for 2040, hvor ingen virkemidler tages i brug, samt scenariet for virkemidlerne IV, V og VI tages i brug.

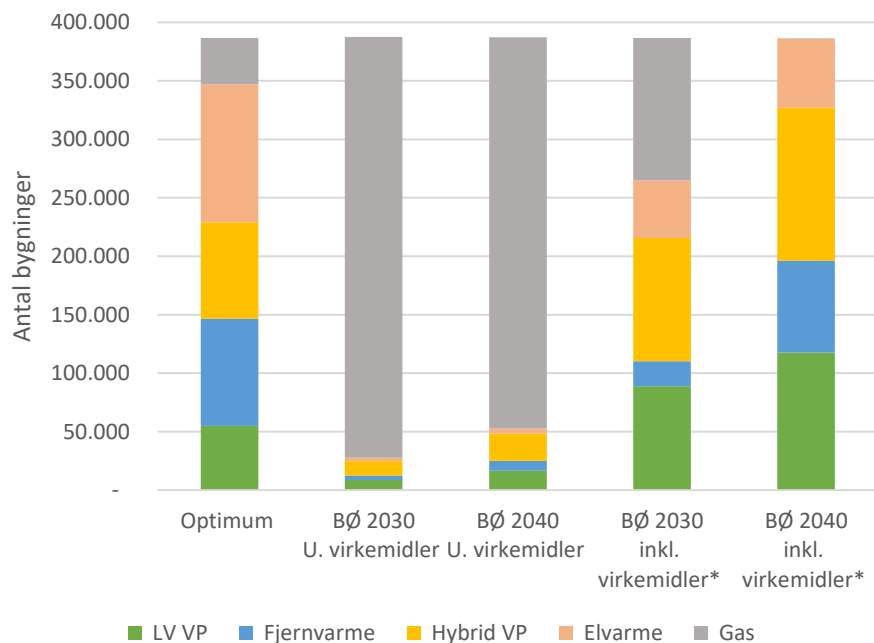
Først og fremmest ses et stort antal gasfyr i de brugerøkonomiske beregninger i 2030 og 2040, hvis der ikke iværksættes nogle virkemidler. De eksisterende gaskunder vil i høj grad beholde gas som primære opvarmningsform, hvilket ikke stemmer med det beregnet optimum for varmforsyningen. Med andre ord, de udvalgte virkemidler er ikke tilstrækkelige til at opnå samme udfasning af gas som i det samfundsøkonomiske optimum.

Ved introduktion af 3 virkemidler ændres varmforsyningen sig drastisk:

- IV: Nudging
- V: Skrotningspræmie
- VI: Krav om høj energieffektivitet i ny opvarmningsløsning fra 2025

Opvarmning med gas i et traditionelt gasfyr er på vej til at blive udfaset i 2030, og næste helt udfaset i 2040 grundet virkemidlet mod ny traditionel gasopvarmning. Derudover er der en lavere andel af bygninger som vælger elvarme og fjernvarme i den brugerøkonomiske beregning sammenlignet med den samfundsøkonomiske, mens varmepumperne får en højere andel.

Generelt kan det dog konkluderes at fordelingen kommer tættere på optimummet i 2040 når de 3 virkemidler aktiveres.



Figur 52: Fordelingen af bygningerne på de forskellige opvarmningsformer i det samfundsøkonomiske optimum af de brugerøkonomiske resultat i 2030 og 2040, med og uden de 3 nævnte virkemidler.

Hvilke teknologier foretrækkes af modellen i de samfundsøkonomiske og brugerøkonomiske beregninger afhænger af hvordan teknologiernes omkostninger ændres ved skiftet til brugerøkonomi. Figur 53 viser hvordan omkostningerne ændres per GJ for et enfamilie-segement i 2030.

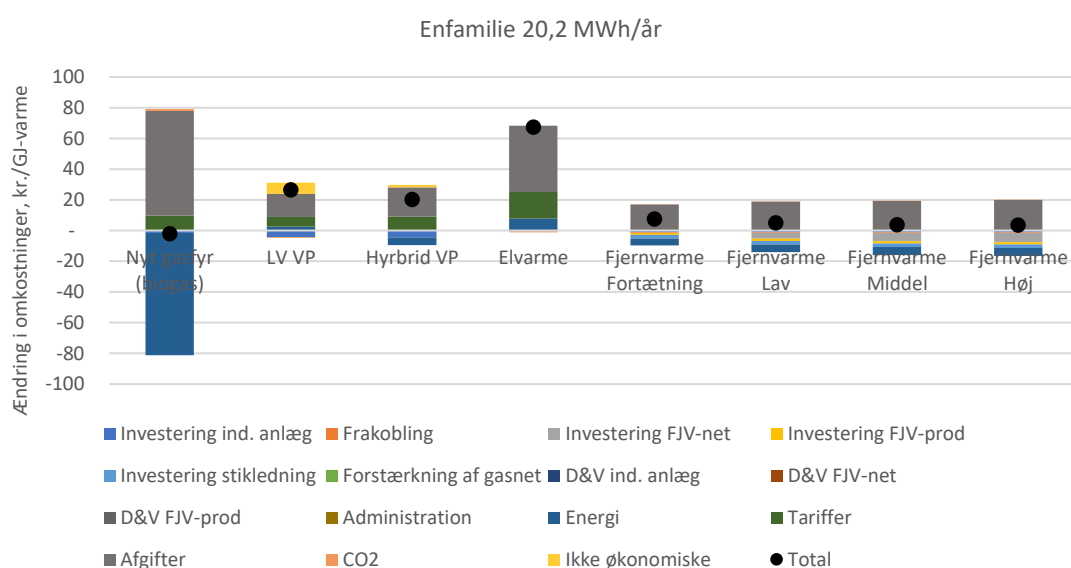
De primære omkostningsændringer ved skiftet fra samfundsøkonomi til brugerøkonomi skyldes:

- Investeringsomkostningerne: Alle investeringsomkostninger reduceres da renten ændres fra 4% til 3,3%.
- Energiomkostningerne: I de brugerøkonomiske beregninger medregnes avance. Derudover afregnes biogas som naturgas inkl. Nogle certifikater hvilket medfører en betydelig lavere gasomkostning brugerøkonomisk.
- Tariffer: Alle brugerøkonomiske tariffer er større end de samfundsøkonomiske tariffer. Varmepumpe-teknologierne (herunder fjernvarme) påvirkes generelt mindre af stigningen grundet deres højere effektivitet.
- Afgifter: Afgifter er kun inkluderet i de brugerøkonomiske beregninger og derfor medfører en stigning i omkostningerne. Varmepumpe-teknologierne påvirkes generelt mindre af stigningen grundet deres

effektivitet. Dette ses især hvis afgifterne for luft-vand varmepumpen og elvarme sammenlignes.

- Ikke-økonomiske faktorer: Som med afgifter, er disse kun inkluderet i brugerøkonomien. Der tilføjes en fast omkostning på både hybrid- og luft-vandvarmepumpen på hhv. 120 kr./år og 620 kr./år inkl. moms.

De ovenstående forskelle mellem bruger- og samfundsøkonomi medfører en forskel per GJ (sort prik i Figur 53). Det ses at især elvarme bliver dyrere ved skift til brugerøkonomi, hvilket resulterer i at denne opvarmningsform får en meget mindre andel i den brugerøkonomiske analyse i både 2030 og 2040.



Figur 53: Ændringen i omkostninger per GJ ved skift fra samfundsøkonomiske omkostninger til brugerøkonomiske omkostninger i 2030. Moms er fjernet fra brugerøkonomien i sammenligningen.

Fjernvarmeløsningerne ændres kun minimal ved skift til brugerøkonomi og derfor forventes fjernvarme at blive prioriteret i ca. samme grad. I de brugerøkonomiske beregninger er der indført en antagelse om at kun en andel af dem som ønsker fjernvarme kan få det, da det kræver at nettet allerede er tilstede når forbrugeren ønsker at skifte. Dette sænker antallet som kan skifte til fjernvarme både i 2030 og i 2040.

Gas bliver ikke dyrere ved skiftet til brugerøkonomi i modsætning til de andre opvarmningsformer. Derfor får denne højere prioritet i det brugerøkonomiske resultat. Virkemidlet om effektivitetskrav medfører dog at næsten alle gasfyr væk i 2040.

Hybrid- og luft-vand varmepumper får en større andel i det brugerøkonomiske resultat. Dette skyldes at de er bedre stillet end elvarmen, og overtager derfor en andel af disse. Derudover overtager de en andel af dem som ikke kan få fjernvarme i 2030, selvom de gerne ville.

De totale
samfundsøkonomiske
omkostninger

Da det brugerøkonomiske resultat ikke er identisk til det samfundsøkonomiske optimum, er det et suboptimalt resultat, set fra samfundets perspektiv. Dette medfører en ekstra omkostning for samfundet. Tabel 8 viser de samfundsøkonomiske omkostninger for 2030 og 2040 for følgende scenarier:

- Det samfundsøkonomiske optimum 2040 (enten opnået i 2030 eller 2040)
- Det brugerøkonomiske resultat uden virkemidler
- Det brugerøkonomiske resultat med de 3 udvalgte virkemidler

Mio. kr.	Optimum	Brugerøkonomi uden virkemidler	Brugerøkonomi inkl. 3 virkemidler
2030	4.45	5.01	4.63
2040	4.17	4.55	4.19

Tabel 8: Beregning af de årlige samfundsøkonomiske omkostninger i 2030, for optimummet (Fordelingen fra 2040 optimumet er benyttet til begge årstal) samt for de to brugerøkonomiske scenarier.

7.4 CO₂ udledninger

Det estimeres at udledningerne fra bygningsmassen betragtede i denne analyse svarer til 1,6 mio. ton CO₂ i 2020. Da det antages at iblandingen af biogas er 100% i 2030, har bygningerne ikke længere en positiv udledning. Tværtimod, antages det at biogas har svagt negative udledninger er bygningerne klimaeffekt negativ fra 2030 og fremad.

8 Følsomhedsanalyse og usikkerheder

Følgende er en analyse af hvor følsom det samfundsøkonomiske optimum resultaternes er overfor udvalgte parametre, hvor usikkerheden vurderes stor. Der undersøges 9 følsomheder:

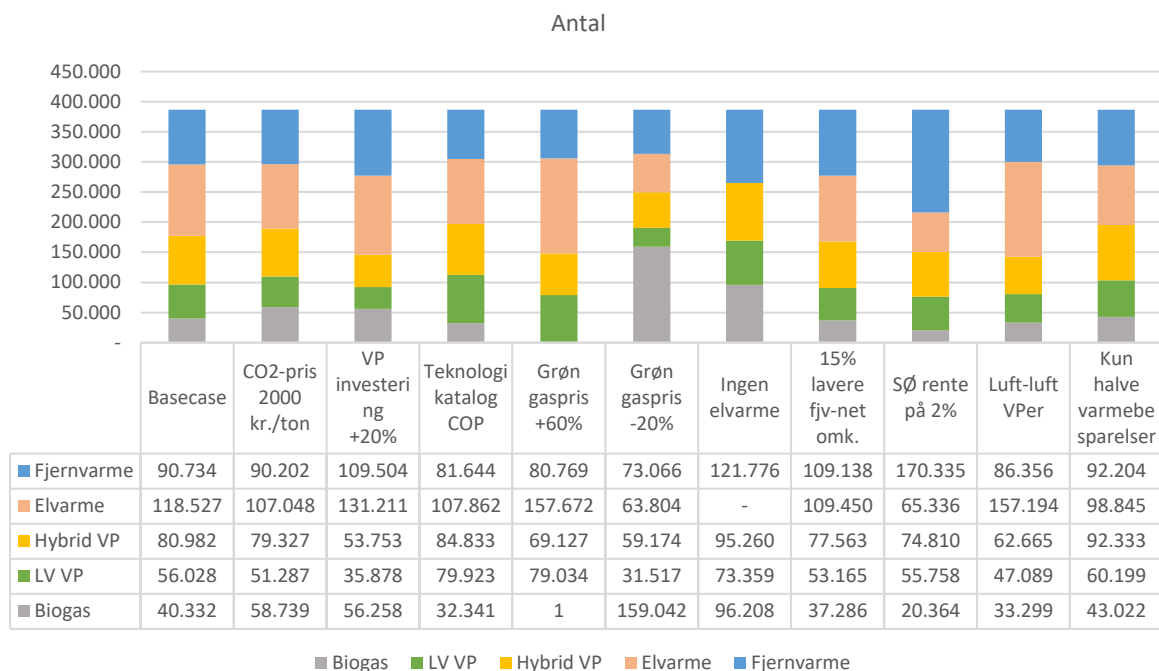
1. En højere CO₂ pris på 2.000 kr./ton
2. Forøgelse af varmepumpe investering med 20%
3. Forøgelse af COPen for luft-vand og hybridvarmepumper så det stemmer med teknologikataloget.
4. Forøgelse af den grønne gaspris med 60% til prisen for elektrometan (194 kr./GJ)
5. Reduktion af den grønne gaspris med 20%
6. Elvarme er ikke en mulighed
7. 15% lavere fjernvarmenet omkostninger
8. Den samfundsøkonomiske rente ændres til 2%
9. Effekten af luft-luft varmepumper
10. Kun den halve varmebesparelse opnås

Figur 54 viser resultaterne fra følsomhederne sammenlignet med baseline resultatet.

Følsomhed	2020	Basecase	CO ₂ -pris 2000 kr./ton	VP investering +20%	Teknologikatalogets COP	Grøn gaspris +60%	Grøn gaspris -20%	Ingen elvarme	15% lavere fjv-net omk.	SØ rente på 2%	Luft-luft VPer	Kun halv varme-besparelser
Gasforbrug, PJ	30	3,8	4,8	4,8	3,3	1,5	9,9	5,9	3,7	3,0	3,1	4,2
Elforbrug, PJ	0	9,9	9,3	10,0	9,8	11,8	6,6	6,5	9,7	8,9	9,5	10,16
SØ værdi, mio. kr./år		4,16	4,15	4,30	4,08	4,27	4,00	4,26	4,15	3,84	3,76	4,34
Scrapværdi af fortidligt udfaset gasfyr, mia. kr.		1,3	1,0	1,1	1,5	1,2	0,2	0,6	1,4	1,6	1,4	1,3

Tabel 9 viser nogle nøgletal for følsomhederne, herunder det estimeret gas- og elforbrug samt de totale samfundsøkonomiske omkostninger i 2040.

Derudover opgøres en scrapværdi som beskriver den tabte investering ved forceret udskiftning af gasfyr, hvis optimum skal nås i 2030 i stedet for 2040.



Figur 54: Sammenligning af basecase optimum i 2040 med resultatet i de 9 følsomheder.

Følsomhed	2020	Basecase	CO2-pris 2000 kr./ton	VP investering +20%	Teknologikatalogets COP	Grøn gaspris +60%	Grøn gaspris -20%	Ingen elvarme	15% lavere fjv-net omk.	SØ rente på 2%	Luft-luft VPer	Kun halv varme-besparelser
Gasforbrug, PJ	30	3,8	4,8	4,8	3,3	1,5	9,9	5,9	3,7	3,0	3,1	4,2
Elforbrug, PJ	0	9,9	9,3	10,0	9,8	11,8	6,6	6,5	9,7	8,9	9,5	10,16
SØ værdi, mio. kr./år		4,16	4,15	4,30	4,08	4,27	4,00	4,26	4,15	3,84	3,76	4,34
Scrapværdi af fortidligt udfaset gasfyr, mia. kr.		1,3	1,0	1,1	1,5	1,2	0,2	0,6	1,4	1,6	1,4	1,3

Tabel 9: Nøgletal for følsomhederne. Scrapværdien er den resterende værdi af gasfyr som skal skrotes ved at nå målet i 2030 frem for 2040.

8.1.1 CO2 pris på 2.000 kr./ton

I beregningerne benyttes CO₂ omkostningerne for kvotesektoren og udenfor kvotesektoren fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, som stiger fra 196 kr./ton i 2020 til 385 kr./ton i 2040. Beregninger for Dansk Industri og for Klimapartnerskaber viser, at den marginale CO₂ omkostning for at nå 70% målet er over 2000 kr./ton. Derfor

udarbejdes en følsomhed med en CO₂ omkostninger på 2.000 kr./ton. Biogas har en negativ emissionsfaktor og omkostningerne hertil reduceres ved højere CO₂-omkostninger. Derfor får gasfyr en lidt større andel.

8.1.2 Øget varmepumpe investering

Interessen i varmepumper til opvarmning har fået fokus i de seneste år, og derfor er erfaringerne stadig relativt begrænset. Analysen tager udgangspunkt i investeringsomkostninger til varmepumper som beskrevet i Teknologikataloget, men der kan argumenteres for, at disse er lidt lavere end de investeringspriser som forbrugerne faktisk oplever i dag. Følsomheden hæver varmepumpe omkostningen med 20%, hvilket svarer til at en varmepumpe til et hus med et varmebehov på 16,8 MWh (kapacitetsbehov på 8,1 kW) ville koste 100.500 kr. inkl. moms i stedet for 83.700 kr. inkl. moms i 2020. Den totale investering til hybrid varmepumpen hæves også med 20%. Som forventet falder andelen af varmepumper til fordel for især fjernvarme og elvarme, men også gas.

8.1.3 Teknologikatalogets COP for varmepumper

I basecase benyttes en lavere COP for luft-vand varmepumper til enfamiliehuse end den rapporterede i Energistyrelsens teknologikatalog, da et litteraturstudie indikerede at faktiske installationer opnår lavere COP'er. Denne følsomhed undersøger effekten af at Energistyrelsens data benyttes i stedet. For hybrid varmepumper, antages det at varmepumpekomponenten opnår samme COP som et jordvarme anlæg. Varmepumper til storforbruger benytter allerede teknologikatalogets data. Tabellen herunder viser hvordan COP'en ændres.

2030 værdier	LV VP	Hybrid VP-komp
Basecase	287 %	318%
Følsomhed	355 %	380%

Som forventet giver dette en større andel af varmepumper, især luft-vand varmepumper. Fjernvarme, elvarme og biogas reducere alle, men biogas ser den største relative ændring ift. basecase.

8.1.4 Elektrometan i stedet for biogas

Denne følsomhed undersøger effekten af, at prisen for grøn gas stiger til niveauet af elektrometan. Omkostningen til produktion af elektrometan estimeres som 194 kr./GJ sammenlignet med 121 kr./GJ i 2030 for biogas inkl.

øget gødningsværdi på 2,8 kr./GJ. Dette svarer til en stigning i gasprisen med 60%.

Den høje gaspris betyder, at ren gasopvarmning forsvinder, mens luft-vand varmepumper og elvarme vinder frem.

8.1.5 Lavere biogaspris

Denne følsomhed undersøger effekten af, at prisen for grøn gas falder endnu hurtigere frem mod 2030 end i grundberegningen. Følsomhedsanalysen sænker gasprisen med yderligere 20%, hvilket svarer til en bionaturgaspris på 97 kr./GJ.

Dette medfører en betydelig stigning i antal gasfyr, hvor især elvarme reduceres. Også luft-vand varmepumper og fjernvarme reduceres.

8.1.6 Elvarme fjernes som en mulighed

P.t. af drøftelser om fornuften ved at ophæve elvarmeforbuddet er der udarbejdet en følsomhed uden mulighed for etablering af en varmepatron i vandvarmeren.

8.1.7 15% lavere fjernvarmenet omkostninger

Som nævnt tidligere indeholder fjernvarmenetomkostninger en del usikkerheder.

Som forventet stiger andelen af fjernvarme ved 15% lavere omkostninger til fjernvarmenet, og elvarme reduceres mest.

8.1.8 Den samfundsøkonomiske rente sænkes til 2%

Der er argumenteret for, at en samfundsøkonomisk rente på 4% er for høj og derfor laves en følsomhed, hvor renten sænkes til 2%, som også er den benyttede rente i de brugerøkonomiske beregninger.

8.1.9 Luft-luft varmepumper sænker varmebehovet

Salgstallene for luft-luft varmepumper er steget kraftig de seneste år og det må antages at nogle af disse også installeres i gasopvarmede bygninger grundet deres høje effektivitet, lave investering og evne til at levere køling i de varme sommermåneder.

Denne type varmepumpe kan kombineres med enhver anden opvarmningskilde, men da den ikke kan levere det fulde varmebehov, sænker den blot det varmebehov som skal leveres af den primære varmekilde. Beregningerne tager udgangspunkt i den totale bygningsbestand og ikke enkelte bygninger, og derfor indregnes luft-luft varmepumpers effekt som en sænkning af varmebehovet i hver af de 6 varmebehovssegmenter.

I følsomheden antages at bestanden af luft-luft varmepumper vil sænke det totale varmebehov til enfamiliehuse med 15% og med 7,5% for storforbrugere.

Resultatet er at elvarme får en større andel da flere bygninger får et lavere varmebehov.

8.1.10 Kun halvdelen af varmebesparelserne opnås

Denne følsomhed undersøger effekten af at halvt så mange varmebesparelser gennemføres. Dette betyder at varmebehovet kun reduceres med 10,5% i perioden 2020 til 2050.

9 Bilag 1: Beregningsforudsætninger'

9.1 Overordnede forudsætninger

De årlige ydelser for investeringen beregnes med en løbetid svarende til teknologiens levetid og med en rente på 4% eller 3,27% for hhv. samfunds- og brugerøkonomiske beregninger.

Der er regnet med en privatøkonomisk rente på **3,27%**. Det baserer sig på en simpel markedsundersøgelse af, hvad man kan låne til i dag samt en antagelse om, at man finansierer halvdelen af betalingen selv. Markedsundersøgelsen viste en gennemsnitlig ÅOP på 6,54% for et 10-årigt lån.

	ÅOP, 5 år (rentefrit)	ÅOP, 5 år	ÅOP, 10 år
OK (Resurs Bank)		6,11 %	5,13 %
Klimadan (Resurs Bank)	3,86 %	7,46 %	6,65 %
Holmriis (Resurs Bank)	3,17 %	6,46 %	5,66 %
Vantinge Teknik A/S (Ekspres Bank)		6,41 %	6,35 %
Sparxpres		9,66 %	10,36 %
Santander		5,97 %	5,32 %
Arbejdernes Landsbank			6,3 %
Gennemsnit	3,52 %	7,01 %	6,54 %

9.2 Teknologidata for opvarmningsformer til enfamiliehuse

2019-priser Inkl. moms		Luft-vand VP 10 kW	Gasfyr 10 kW	Elvarme 10 kW	Fjv-unit 10 kW	Hybrid VP 90% el
Investering	kr.	92.400 *	30.500	10.000*	20.600	84.400 *
Fast D&V	kr.	2.700	1.900	236	482	3.000 *
Levetid	år	18	20	30	25	18 *
Virkningsgrad	%	280 % *	97 %	100 %	98%	310 %/97 % *
Frakobling NG	kr.	8.200 *	0	8.200 *	8.200 *	0

Tabel 10: Data for opvarmningsformer benyttet i analysen. Tallene er for 2020. *) Afviger fra Teknologikataloget.

Tabel 10 opsummerer data for 3 individuelle opvarmningsformer til enfamiliehuse for 2020 benyttet i analysen. Investeringssomkostningerne er vist for en 10 kW installation. Dataene stammer hovedsageligt fra

Energistyrelsens Teknologikatalog, dog med nogle rettelser, markeret med * i tabellen. Hybridvarmepumper er ikke repræsenteret i teknologikataloget.

Til sammenligning ses teknologikatalogets data i Tabel 11. Forskellene mellem de anvendte forudsætninger og Teknologikataloget gennemgås herunder.

2019-priser Inkl. moms		Luft-vand VP 10 kW	Gasfyr 10 kW	Elvarme 3 kW	Fjv-unit 10 kW
Investering	kr.	92.400	30.500	28.500	20.600
Fast D&V	kr.	2.700	1.900	236	482
Levetid	år	18	20	30	25
Virkningsgrad	%	340 %	97 %	100%	98%

Tabel 11: 2020 data for individuelle opvarmningsformer, inklusive moms. Teknologikataloget indeholder ikke data for gas-hybride varmepumper. Kilde: Energistyrelsens teknologikatalog.

9.2.1 Afvigelser fra teknologikataloget: Luft-vand varmepumper

Investering

Da analysen betragter et antal forskellige enfamiliehus-segmenter med forskelligt varmebehov, er det nødvendigt at differentiere investeringsomkostningerne afhængig af kapacitetsbehovet for det pågældende enfamiliehus.

Gasfyr, fjernvarmeunit og elvarme er ikke påvirket af economy-of-scale og derfor antages deres omkostning uafhængig af husets varmebehov. Teknologikataloget fremlægger 2 størrelser for luft-vand varmepumper (4 kW og 10kW) og denne information benyttes til at lave et forhold mellem kapacitet og investeringsomkostning.

Det antages at investeringsomkostningen kan deles i to komponenter: en fast enhedsomkostning som er uafhængig af kapacitet og en variabel effektomkostning. Det antages at forskellen i pris for en 4 kW og 10 kW varmepumpe skyldes forskellen i kapacitet. Fx i 2020 koster en 4 kW varmepumpe ca. 64.900 kr. mens en 10 kW varmepumpe ca. 92.400 kr. De variable priselement beregnes derfor som (inkl. moms):

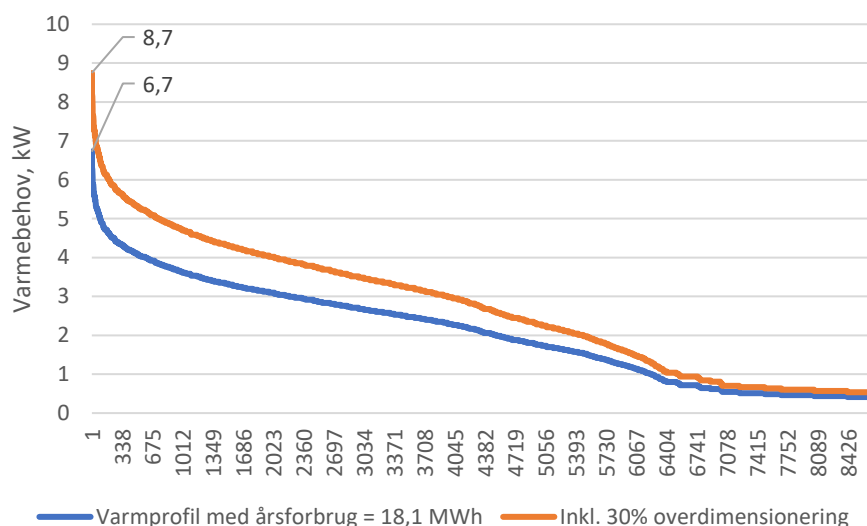
$$\frac{92.400 - 64.900 \text{ kr.}}{10 - 4 \text{ kW}} = 4.600 \text{ kr./kW}$$

Det konstante priselement ved investering i en varmepumpe udgør derfor:

$$92.400 \text{ kr.} - (4.600 \text{ kr./kW} \cdot 10 \text{ kW}) = 46.500 \text{ kr.}$$

Hvor stor en varmepumpe som er nødvendig beregnes vha. en typisk varmeprofil. Varighedskurven for en husstand med et forbrug på 18,1 MWh ses i Figur 55.

Varmepumpen dimensioneres som spidsvarmeforbruget tillagt en buffer på 30%. En husstand med en årligt varmeforbrug på 18,1 MWh har et forventet spidslastvarmebehov på 6,7 kW og antages at dette hus ville købe en varmepumpe på 8,7 kW. Ud fra dette beregnes investeringen som 86.500 kr. inkl. moms i 2020.



Figur 55: Forventet varmeprofil for en husstand med et årligt varmeforbrug på 18,1 MWh.

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

Effektivitet/COP

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

En intern undersøgelse (Se bilag A) af faktiske opnået COP-værdier for installeret varmepumper konkluderede, at varmepumper har en gennemsnitlig COP på 2,8, hvor teknologikataloget fremlægger værdier på 3,4 eller 4 for hhv. et vandbåren radiator-system og et gulvvarmesystem. Det antages at en stor andel af varmepumper installeret indenfor de næste 10 år bliver installeret i eksisterende boliger, og derfor vurderes det at den gennemsnitlige COP i teknologikataloget er for høj. En gennemsnitlig COP på

2,8 i 2020 benyttes i stedet. Det forventes at denne vil stige til 3 frem mod 2050.

Frakoblingsgebyr

Omkostningen for en luft-vand varmepumpen indeholder et frakoblingsgebyr, hvilket er et krav ved skift væk fra naturgas. Naturgasleverandøren kan kræve en frakobling hvis en husstand er tilkoblet naturgasnettet, men ikke har et forbrug. Hvis husstanden har gaskomfur og fortsætter med brugen heraf, skal husstanden naturligvis ikke frakobles gasnettet.

En frakobling koster 8.200 kr. inkl. moms for enfamiliehuse jf. Evida.¹² Denne omkostning inkluderes som en investering med årlige ydelser svarende til et lån med en løbetid på varmepumpens levetid og en rente på 4%.

9.2.2 Afvigelser fra teknologikataloget: Elvarme

Investering

Teknologikataloget fremlægger værdier for et elvarmesystem med elpaneler og en vandvarmer til brugsvand. Da analysen kun omhandler fremtidig opvarmningsform for eksisterende naturgaskunder, antages at alle husstande et vandbåret varmesystem. Ved eventuelt skift til elvarme, forventes det derfor ikke at husstanden installerer et nyt, eldrevet radiatorsystem, hvis det er muligt at benytte deres nuværende system.

I stedet antages at husstanden vælger en elpatron, som både forsyner radiatorerne og brugsvand. Det antages at denne løsning koster 10.000 kr. uden en economy-of-scale effekt.

Som med luft-vand varmepumpen, kræver et skift til elvarme at husstanden frakobler sig gasnettet, med en omkostninger på 8.200 kr. inkl. moms.

9.2.3 Afvigelser fra teknologikataloget: Hybridvarmepumpe

Hybridvarmepumper er ikke reflekteret i teknologikataloget.

Investering

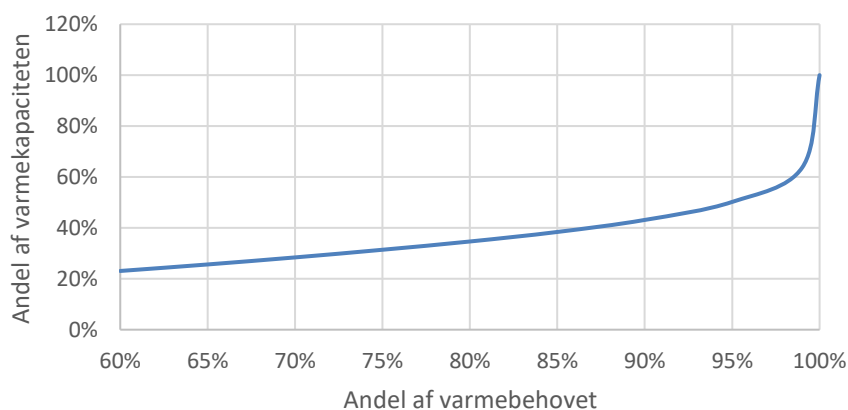
DGC vurderer at for en gennemsnitlig husstand er en varmepumpekapacitet på 3-5 kW tilstrækkeligt som derefter suppleres af et lille gasfyr. I 2018 vurderede DGC at en hybridvarmepumpe koster ca. 50.000 kr. eks. moms.¹³ Dette vurderes lavt, især når en 4 kW eldreven luft-vand varmepumpe koster ca. 51.800 eks. moms kr. i 2020 jf. teknologikataloget.

I stedet vælges at opbygge investeringsomkostningen vha. data for en luft-vand varmepumpe og et gasfyr.

¹² https://gasnet.dk/gaskunde/priser_betingelser/brugerbetalingoggebyrer

¹³ Korrespondance med DGC.

Kapaciteten af varmepumpekomponenten afhænger af hvor meget af varmebehovet den skal forsyne. Dette gøres vha. Figur 56. Hvis varmepumpen dækker 90% af varmebehovet svarer dette til at varmepumpen skal udgøre 43% af varmekapaciteten. Gasfyret dimensioneres derefter til at dække det resterende kapacitetsbehov.



Figur 56: Forholdet med hvor stor en andel af varmebehovet forsynes og hvor stor en andel af varmekapaciteten dette svarer til.

Omkostningen for varmepumpen komponenten bestemmes på samme måde som beskrevet for luft-vand varmepumper, dog med den forskel at installationsomkostningen fjernes før de faste og variable priskomponenter bestemmes.

Som nævnt tidligere er omkostningen for gasfyret ikke afhængig af kapaciteten, og har derfor kun en fast priskomponent. Dog fjernes installationsomkostningen.

Der bestemmes også en fast og variable priskomponent for installationsomkostningen vha. data for de to luft-vand varmepumper beskrevet i Teknologikataloget. Det antages at gasfyr-komponenten ikke medfører ekstra installationsomkostning sammenlignet med en luft-vand varmepumpe af samme størrelse som hybridvarmepumpen.

Fast D&V

Det antages at en hybridvarmepumpe vil have lignende faste drift og vedligeholdelsesomkostninger som luft-vand varmepumper. Luft-vand varmepumper har pt. krav om et årligt eftersyn grundet kølemidlet og en hybridvarmepumpe skal formentlig leve op til samme krav. Dog indeholder en hybridvarmepumpe også et naturgasfyr, som forventes at blive serviceret

sammen med varmepumpekomponenten. Meromkostningen hertil forventes at være lille og sættes til 300 kr.

Levetid

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

Effektivitet/COP

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

Da en hybridvarmepumpe kan undgå brugen af varmepumpekomponenten, når COP'en falder, forventes den at opnå en højere gennemsnitlig COP på årsbasis end en standard luft-vand varmepumpe. Det forventes at den gennemsnitlige COP vil være 3,1 i 2020 stigende til 3,3 i 2050. Dette svarer til den gennemsnitlige COP installerede jordvarmeanlæg opnår. Et jordvarmeanlæg er mindre påvirket af udendørstemperaturer og opnår derfor en mere stabil COP over året. Det forventes, at en hybridvarmepumpe på samme måde opnår en mere stabil COP som er lidt højere end en luft-vand varmepumpes COP.

9.3 Teknologidata for opvarmningsformer til storforbrugere

Tabel 12 viser de anvendte data til storforbrugere. Alle investeringer og D&V omkostninger er afhængig af kapaciteten af anlægget. Der tages udgangspunkt i Teknologikataloget, hvor afvigelser er markeret med en *. Afvigelserne gennemgås herunder.

2019-priser Inkl. moms		Luft-vand VP	Gasfyr	Elvarme	Fjv-unit	Hybrid VP
Investering	kr./kW	6.200 *	600	125 *	383	Sammen- sætning af gasfyr og luft-vand VP
Fast D&V	kr./kW	23	15	3	2	
Levetid	år	20	25	30	25	
Virkningsgrad	%	375 %	101 %	100 %	100%	
Frakobling NG	kr.	10.000 *	0	10.000 *	10.000 *	

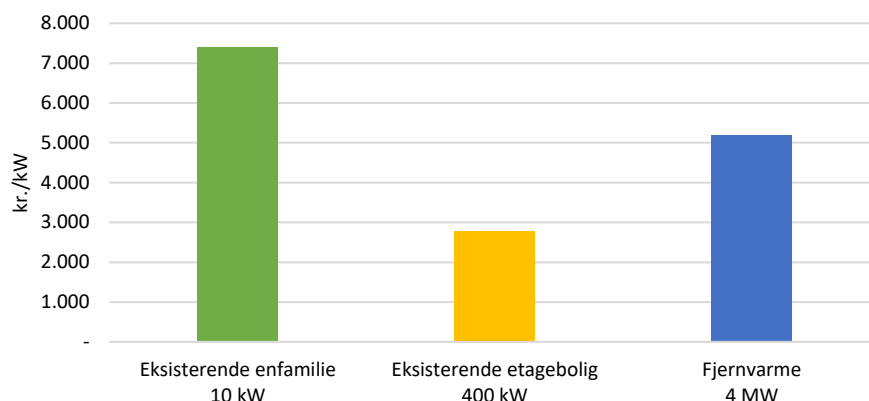
Tabel 12: Opsummering af de anvendte data til analysen for storbrugere. Data er anlæg til etageboliger. *) Afviger fra Teknologikatalog.

9.3.1 Afvigelser fra Teknologikataloget: Luft-vand varmepumpe

Investeringsomkostningerne fra Teknologikataloget for luft-vand varmepumper til forskellige formål sammenlignes i Figur 57.

Det ses at en varmepumpe til et etagebyggeri er ca. 63% lavere end en varmepumpe til et enfamiliehus, samt 47% lavere end en varmepumpe til

fjernvarmeproduktion. Dette virker usandsynligt, og derfor er der valgt en anden metode for at værdisætte varmepumperne til storforbrugere.



Figur 57: Sammenligning af investeringsomkostningen per kW i 2020 for forskellige typer varmepumper i Teknologikataloget (eks moms).

Investeringen beregnes vha. omkostninger for varmepumper til enfamiliehuse, hvor det antages at der bygges et kaskadesystem. I beregningerne estimeres omkostningerne til en 20 kW varmepumpe (eks. installation) som beskrevet i afsnittet om luft-vand varmepumper til enfamiliehuse. Denne gangs op indtil kapacitetsbehovet for bygningen er opnået. Derefter antages at installationsomkostningerne fra et enfamiliehus tredobles ved en femdobling af kapaciteten (fx 5x20 kW varmepumper). Ved denne beregning har koster en varmepumpe 6.200 kr./kW til en etagebolig/storforbruger i 2020.

Ved fravalg af gas, er det nødvendigt at frakoble bygningen fra gasnettet. Omkostningen for dette er ikke en standardværdi som for et enfamiliehus, da der er større variation blandt storforbrugere. Evida erfarer at omkostningen ofte ligger i omegn af 10.000 kr.

9.3.2 Afvigelser fra Teknologikataloget: Elvarme

Som for enfamiliehuse, vurderes det ikke at en storforbruger pt. opvarmet med naturgas vil vælge at installere elplaner. I stedet antages det at der i stedet installeres en/flere elpatron(er) til forsyning af varme og brugsvand.

Denne løsning forventes at koste ca. 20.000 kr. for 90 kW.

Som med luft-vand varmepumper, kræver skiftet til elvarme at bygningen frakobles gasnettet.

9.3.3 Afvigelser fra Teknologikataloget: Fjernvarmeunit

Som med luft-vand varmepumper og elvarme, kræver skiftet til fjernvarme at bygningen frakobles gasnettet.

9.3.4 Afvigelser fra Teknologikataloget: Hybrid varmepumpe

Det antages at en hybrid varmepumpe til storforbrugere består af en varmepumpe og et gasfyr separat, i modsætning til en hybridvarmepumpe til et enfamiliehus, som forventes at være en enkelt enhed.

Investerings- og D&V omkostninger beregnes separat for et gasfyr og varmepumpe. Størrelsen på varmepumpen bestemmes vha. Figur 56. Gasfyret er dimensioneret således det har kapacitet til at forsyne hele boligblokken uden varmepumpen. Den øget kapitalomkostning per MWh ved at installere dette større gasfyr er lille, og derfor vurderes det at forbrugeren betaler dette for at have øget driftssikkerhed og fleksibilitet.

9.4 Teknologidata for fjernvarmeproduktion

Tabel 13 viser data for fjernvarmeproduktion anvendt i analysen.

2019 – kr.		Gaskedel	Luft-vand VP
Eks.moms			
Investering	kr./MW _{varme}	0,50 mio.	5,2 mio.
Levetid	År	25	25
Elvirkningsgrad	%	-	-
Varmevirkningsgrad	%	103 %	360 % *
Fast D&V	kr./MW _{varme} /år	15.300	15.700
Variabel D&V	Kr./GJ	2	4

Tabel 13: Opsummering af de vigtigste økonomiske værdier for udvalgte fjernvarmeproduktionsanlæg benyttet i analysen. Kilde: Energistyrelsens teknologikatalog.

*) COP'en tager ikke højde for eget elforbrug til pumper.

Selvom varmepumper i fjernvarmesektoren er stærkt stigende, er det stadig en ny teknologi og derfor er erfaringerne og datagrundlaget mere begrænset sammenlignet med andre teknologier. Derudover er der flere forskellige typer af varmepumper, som kan have mange forskellige varmekilder, hvilket kan give et større spektrum af omkostningerne og effektivitet.

Dataene fra teknologikataloget tager udgangspunkt i en luft-vand varmepumpe som varmer vandet fra 40°C til 80°C, hvor det antages at der ikke sker en udvikling i temperaturen på fremløb/retur i fremtiden. COPen på 3,6 tager ikke højde for varmepumpens eget elforbrug til fx pumper. Hvis dette elforbrug medregnes, er varmepumpens COP på 3,4 i stedet. Der regnes med en COP på 3,4 i analysen.

Energistyrelsen har udarbejdet et inspirationskatalog for varmepumper i fjernvarmesystemet, som beskriver teknikken, økonomien og erfaringer for faktiske projekter udført i Danmark. Projekterne opsummeres i Tabel 14.

Det ses at både investeringsomkostningen per MW varme og COPen har stor variation. Der er kun en luft-vand varmepumpe på listen (Sig) som svarer til den type også beskrevet i Teknologikataloget og Tabel 13. Varmepumpe i Sig har en investering på 5 mio. kr./MW, hvilket minder om investeringsomkostningen i Teknologikataloget.

Den gennemsnitlig investeringsomkostning for alle projekterne er 5,7 mio. kr./MW eks. absorption varmepumperne. Røggas varmepumperne er generelt billigere end de resterende og hvis disse undlades, er gennemsnittet 6,4 mio. kr./MW. Dette indikerer at teknologikataloget potentielt er optimistisk mht. investeringen for den eldrevne luft-vand varmepumpe. De eldrevne varmepumper (eks. absorption) har COPen i intervallet 2,1-6,9 hvor COPen for den ene luft-vand varmepumpe i inspirationskataloget svarer til teknologikatalogets data (altså en COP på 3,6). Dog kan denne parameter har stor variation, fx pga. fremløbstemperatur samt udetemperatur.

Case	Kapacitet MW	Varmekilde	Nom. COP	Investering mio. kr.	Investering mio .kr./MW	Varmepris kr./MWh	År
Abs. varmepumper							
Bjerringbro (abs.)	2,1	Røggas	1,7	3,1	1,5	55	2007
Vestforbrænding (abs.)	32,0	Røggas	1,7	82,5	2,6	3	2007
Thisted** (abs.)	6,5 og 12	Geotermisk vand	1,7	-	-	71	1988/ 2000
El varmepumper							
Bjerringbro (motor)	0,8	Røggas	5,1	3,0	3,8	185	2010
Bjerringbro (kedel)	0,5	Røggas	5,2	2,0	4,0	185	2011
Vejen	1,1	Røggas	5,2	3,5	3,2	146	2013
Grundfos/Bjerringbro	3,7	Proceskøl	4,6	26,7	7,2	190	2013
Skjern*	6,0	Overskudsvarme	6,9	5 og 12,4	3,1	150	2012
Høje Taastrup	2,3	Samproduktion	3,1	22,3	9,7	155	2016
Rødkærsbro	1,6	Spildevand	4,6	11,0	6,9	163	2017
Kalundborg	10,0	Spildevand	4,5	63,0	6,3	156	2017
Rye	2,0	Grundvand	3,8	9,0	4,5	207	2015
Broager	4,0	Grundvand	4,2	28,0	7,0	189	2016
Ans	1,6	Søvand	3,7	9,0	5,6	223	-
Tønder	3,2 - 4,9	Proceskøl og udeluft	2,1	29,7	6,1 - 9,3	220	2017
Sig	0,8	Luft	3,6	4,0	5,0	211	2017

Tabel 14: Opsummering af danske varmepumpe projekter beskrevet i Energistyrelsens inspirationskatalog for store varmepumper i fjernvarmesystemet (2017). 2017 priser

*) Hos Skjern består installationen af 4 MW varmepumper & 2 MW direkte varmeveksler. Investeringen er opdelt i 2, hvor de 5 mio. kr. skyldes fjernvarme transmissionsledningen. Investeringen per MW er beregnet som 12,4 mio. kr./4 MW.

**) Der er to varmepumper i Thisted af ældre dato og derfor er deres investering ikke opgjort.

Den beregnet COP for varmepumpen i Sig er baseret på en fremløbstemperatur på 63°C og en udetemperatur på 12-15°C. Det beskrives ikke i inspirationskataloget hvorvidt eget elforbrug er medregnet i COP'en for varmepumpen i Sig.

Hvis det antages at elforbruget er medregnet i Sigs COP, så virker det sandsynligt at dens COP er højere end den COP beskrevet i teknologikataloget, grundet den lavere fremløbstemperatur i Sig. Hvis elforbruget ikke er medregnet, så peger dette på at Teknologikatalogets COP potentielt er optimistisk.

9.5 Data for fjernvarme netomkostninger

Investeringsomkostningerne for fjernvarmenettet har også stor variation, hvilket skyldes de specifikke forhold hvor fjernvarmen etableres. Ligesom naturgas etableres fjernvarme især i områder med høj energitæthed, fx byområder eller erhvervsområder.

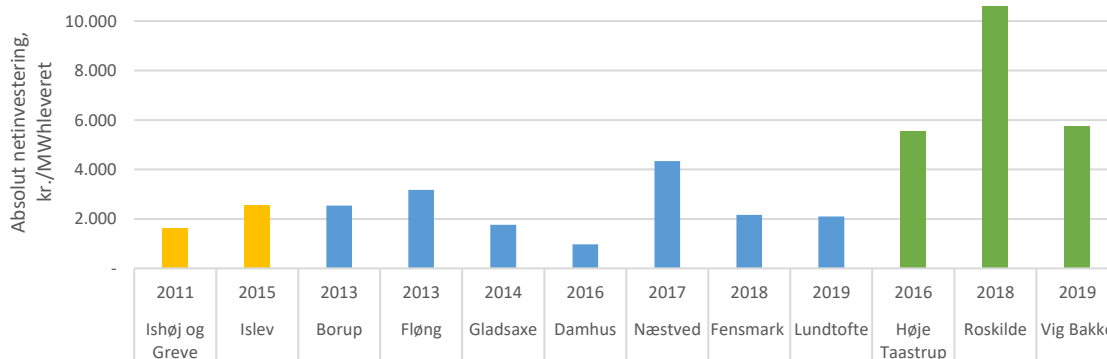
Der er undersøgt 3 kilder mht. at anskaffe et tal til omkostningerne ved fjernvarmenettet.

- En række projektforslag
- Teknologikataloget
- En rapport fra COWI i forbindelse med Energi på Tværs

Projektforslagene

Figur 58 viser net omkostningerne per leveret MWh, justeret for en 75% tilslutning fra 12 projektforslag i perioden 2011-2019. De vigtigste data fra de 12 projektforslag er opsummeret i Tabel 17.

Det ses at omkostningerne per MWh er højere for ny-udstykkede områder (grøn i Figur 58), hvilket skyldes at varmebehovet per husstand er væsentlig mindre sammenlignet med ældre huse. Gennemsnittet af net omkostningerne i eksisterende områder (blå i Figur 58) er ca. 2.400 kr./MWh. De fremlagte projektforslag ligger tilfældigvis alle på Sjælland, og erfaringen viser at fjernvarmenettet generelt er dyrere på Sjælland.



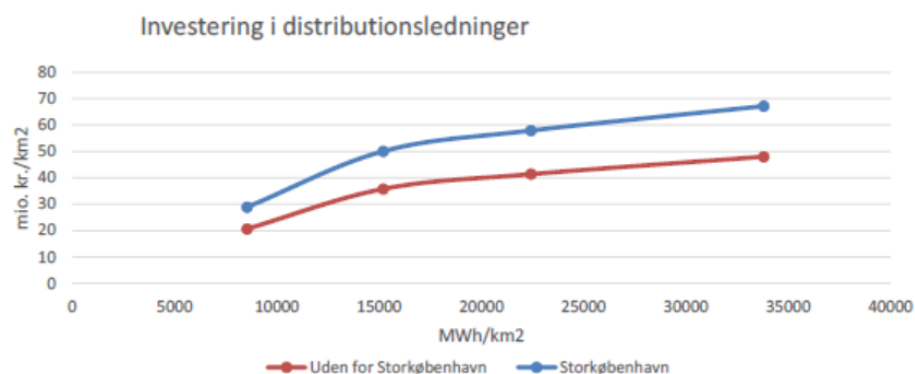
Figur 58: Net omkostningerne for 12 projektforslag i periode 2011-2019. Gul = Erhvervsområde, blå=eksisterende boligområde, grøn=nybyggeri/barmark.

Udgifterne til rørene inkluderer som udgangspunkt også omkostninger til fx rådgivning, administration og uforudsete udgifter. Dette er dog ikke eksplicit beskrevet i alle projektforslag, men hvor det er beskrevet ligger det i størrelsesorden 10-25%. Dette bidrager også til spredningen i investeringsomkostningerne.

Til sammenligning ses på teknologikatalogets data, hvor net omkostninger opdeles i 3 typer områder: landdistrikter, forstæder og by. Omkostningerne til disse er hhv. 5.660 kr./MWh, 5.150 kr./MWh og 1.180 kr./MWh, hvilket er mere end dobbelt sammenlignet med projektforslagene.

Derfor sammenlignes med endnu en kilde. Denne kilde er en rapport udarbejdet af COWI i forbindelse med Energi på Tværs. Figur 59 viser en figur i rapporten som sammenligner de totale net omkostninger som funktion af energidensiteten.

Det er denne kilde som er valgt til analysen, hvor de totale omkostninger til nettet kan beregnes vha. af energidensiteten for området. Det antages at nogle kunder i et område koster mindre per MWh varmebehov end andre, fx storforbrugere.



Figur 59: Investeringsomkostningerne for gadenettet som funktion af energidensiteten. Kilde: COWI, Energi på Tværs, "Fremtidig varmeforsyning" fra juni 2018.

Derfor antages det at storforbrugere betaler 30% af den gennemsnitlige omkostninger per MWh. For at gennemsnitsomkostningen forbliver uændret, betaler enfamiliehusene 10% mere.

Omkostninger fra Figur 59 antages som værende repræsentative for 2017 og der indregnes derudover en 1% effektivisering per år. Tabel 15 viser et udsnit af anvendte gennemsnitlige omkostninger.

	2020	2030	2040
Lav ED	4.000	3.600	3.300
Middel ED	3.600	3.300	3.000
Høj ED	2.500	2.300	2.100

Tabel 15: Udtræk af anvendte netomkostninger.

I rapporten udarbejdet af COWI indeholder også et skøn af tab i nettet. Disse er beskrevet i Tabel 16. Der medregnes ikke tab i transmission og distribution til fortætning, da tabene i distributions- og transmissionsnettet ikke øges ved at koble nye kunder på et eksisterende net, men der introduceres nye tab i den nyetableret stikledning.

	Fortætning	Lav energidensitet	Middel energidensitet	Høj energidensitet
Transmission		3%	3%	3%
Distribution		10%	8%	6%
Stikledning	7%	7%	7%	7%
Total	7%	20%	18%	16%

Tabel 16: Anvendte varmetab i fjernvarme nettet. Kilde: COWI, Energi på Tværs, "Fremtidig varmeforsyning"

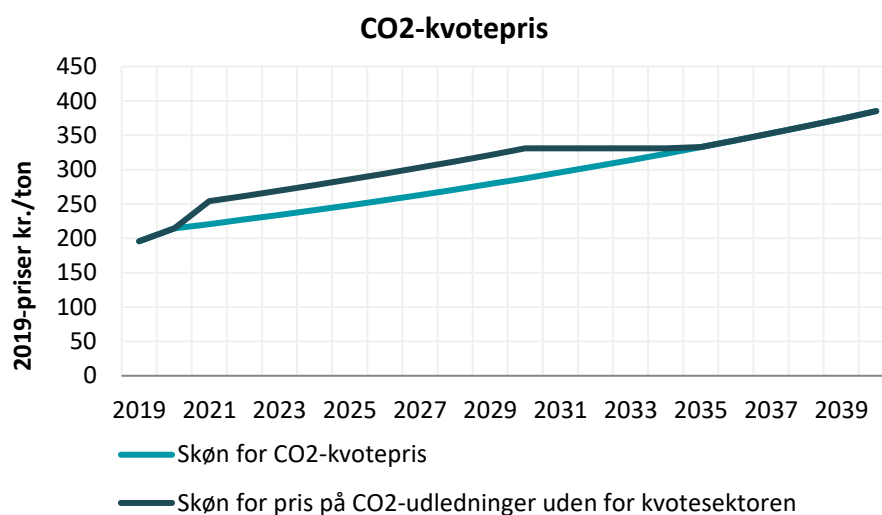
Område		Ishøj og Greve	Borup	Fløng	Gladsaxe	Islev	Høje Taastrup	Damhus	Næstved	Roskilde	Fensmark	Lundtofte	Vig Bakke
År		2011	2013	2013	2014	2015	2016	2016	2017	2018	2018	2019	2019
Type område		Erhvervsområde	Byområde	Byområde	Byområde	Erhvervsområde	Barmark	Byområde	Byområde	Barmark	Byområde	Byområde	Barmark
Udarbejdet af		Ramboll	Ramboll	COWI	Gladsaxe Fjv	Ramboll	Niras/Damgaard	Ramboll	COWI	Ramboll	PlanEnergi	Ramboll	Niras
Total distributionsnet investering	1.000 kr.	113.760	20.894	17.839	103.498	40.668	5.417	480	133.200	5.970	1.062	20.131	1.965
Total længde af distributionsnet	meter	30.150	7.637	4.940	18.270	9.000	3.849	115	(-35.259)	4.054	509	3.369	990
Energileveret	MWh	94.217	10.879	6.757	58.950	19.142	1.299	660	36.865	750	588	12.815	456
Forventet tilslutning	%	100%	99%	90%	75%	90%	100%	100%	90%	100%	90%	100%	100%
Antal nye kunder	antal	371	1522	122	1150	161	358	2	1493	145	43	32	93

Tabel 17: Oversigt over de 12 fjernvarmeprojektforslag.

9.6 CO₂-kvotepriser

Kvotesystemet er et fælles system i EU der gælder større udledere af klimagasser. Ca. 40% af den samlede udledning er underlagt kvotesystemet. Tilknyttede virksomheder skal hvert år anskaffe/returnere et antal CO₂ kvoter svarende til de dokumenterede udledninger det år. I energisektoren er alle virksomheder med indfyret effekt over 20 MW kvoteomfattet. CO₂ reduktionen opnås ved, at der hvert år udstedes færre CO₂-kvoter/udledningstilladelser samlet set, så der opnås konkurrence om retten til udledning.

Ved beregning af CO₂ omkostningen ved forskellige fjernvarmeløsninger benyttes Energistyrelsens CO₂-kvotepriser, som vist i Figur 60.



Figur 60: CO₂-kvoteprisen benyttet til beregning af omkostninger ved fjernvarmeløsninger.
Kilde: Energistyrelsen Samfundsøkonomisk beregningsforudsætninger.

9.7 Avancer til el og gas

Der indregnet avancer på el og gas i de privatøkonomiske beregninger. Avancen på gas tager udgangspunkt i Energistyrelsens vurdering fra 2019, hvor den vurderes at være 9,2 kr./GJ i gennemsnit for husholdningskunder. Det baserer sig på Forsyningstilsynets naturgasprisstatistik fratrukket spotprisen fra Gas Point Nordic for perioden 2013-2017. Da Energistyrelsen opererer med forskellige intervaller for gasforbruget er der lavet en korrektion af avancen i forhold til forbrugsintervallet, så det i gennemsnit giver 9,2 kr./GJ.

k./GJ	Avance
< 6000 Nm3	10,1
6.000 - 75.000 Nm3	9,2
75.000 - 300.000 Nm3	6,9
300.000 - 800.000 Nm3	3,5
800.000 - 10 mio. Nm3	2,6
10 - 35 mio. Nm3	0,9

Tabel 18. Anvendte avancer på gas til privatøkonomiske beregninger

Der er indregnet en avance for privatforbrugere på elprisen på 10 kr./GJ (2.8 øre/kWh). Tallet baserer sig på en relativt simpel screening af de tillæg eller abonnementsbetalinger, der lægges til el-betalingen på elpris.dk.

9.8 Grøn gas og brændselspriser

Grøn gas i gasnettet kaldes ofte bionaturgas, og er i dag opgraderet og tryksat biogas.

Biogas dannes, når biologisk stof nedbrydes under iltfrie forhold, f.eks. i skovsøers bundslam. Det er denne naturligt forekommende bakterielle nedbrydningsproces, som udnyttes til energiproduktion i biogasanlæg. Biogas består typisk af 55-65% metan, som er den brændbare del af gassen. Resten er CO₂, samt nogle få procent svovlbrinte (H₂S), kvælstof og vanddamp. Ved opgradering fjernes bl.a. CO₂. De husdyrgødningsbaserede anlæg udgøres i dag af ca. 90 store fællesanlæg og gårdbiogasanlæg. De omsætter op mod 15% af den samlede mængde husdyrgødning i Danmark. Fællesanlæggene har kapaciteter til behandling af 100-2000 tons gylle og anden biomasse pr. dag. De største anlæg behandler gylle/gødning fra over hundrede besætninger i deres områder. Gårdanlæggene har kapaciteter indenfor et spektrum på 10-100 tons pr. dag. Tendensen går mod større anlæg for både fælles- og gårdanlæg på grund af økonomiske fordele herved. Det langsigtede tekniske potentiale for biogasproduktion i Danmark baseret på nationale ressourcer er blevet opgjort til mellem 40 og 50 PJ, afhængigt af, hvilke ressourcer der antages. (Kilde: Perspektiver for produktion og anvendelse af biogas i Danmark, Energistyrelsen 2018)

Denne ressource kan teknisk øges til i alt mellem 75 og 90 PJ ved at metanisere CO₂ indholdet ved reaktion med brint produceret ved elektrolyse.

Såfremt også andre kulstofkilder inddrages, kan potentialet principielt øges til flere hundrede PJ. Det er dog stadig uklart, om nyttiggørelse af CO₂ fra biogas og andre kilder bedst tilføres gasnettet, eller bedst anvendes til produktion af flydende brændstoffer som fx. Metanol.

Det er endvidere særdeles usikkert, om – og i givet fald hvornår – omkostningerne ved at metanisere CO₂ kan bringes ned på et niveau der svarer til omkostningerne ved at producere biogas.

Priser

Figur 62 viser omkostningerne for naturgas (CIF) og biogas eks. moms og transport, som benyttes i analysen. Biogasprisen er beregnet på basis af teknologikatalogets "Basic Configuration". I 2020 og 2030. I "basic configuration" udnyttes hele gyllepotentialet, og de danske affaldsbiomasser fordeles på et gennemsnitsanlæg. Dog er halmtilsætning ikke indregnet.

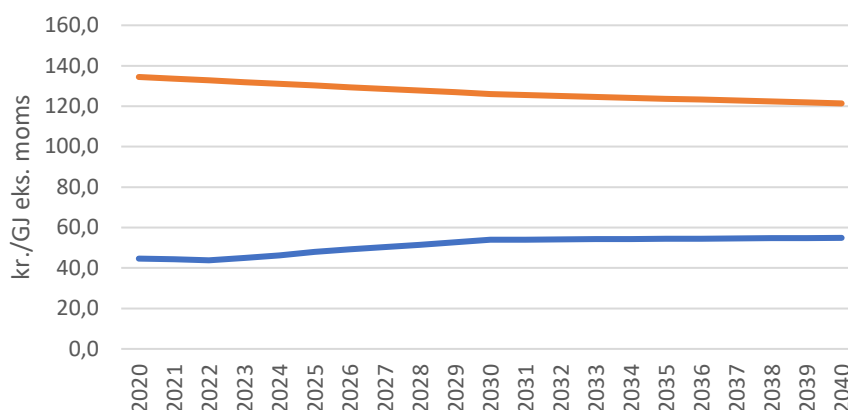
CIF priser stammer fra IEA's WEO 2018 Sustainable Development scenarie. Dette er ikke helt i overensstemmelse med Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger som benytter IEA's WEO Stated Policies scenarie (tidligere navn: New Policies). I Stated Policies scenariet reflekteres situationen hvor alle politiske klimamål opnås, men dette scenarie opnår ikke en global temperaturstigning på under 2 grader og lever derved ikke op til Paris-aftalen.

I Sustainable Development scenariet opnås en temperaturstigning på 1,8 grader og det lever derved op til Paris-aftalen. Derfor benyttes dette scenarie i stedet.

En af forskellene i de to scenarier er, at priserne på fossile brændsler er lavere i Sustainable Development Scenariet sammenlignet med Stated Policies, grundet den lavere efterspørgsel på fossile brændsler.

I de samfundsøkonomiske beregninger for opvarmning med grøn gas benyttes biogasprisen som falder fra 134 kr./GJ i 2020 til 121,4 kr./GJ i 2040. Denne pris tager også højde for en øget gødningsværdi hos landmændene, vurderet til 2,8 kr./GJ.

I de brugerøkonomiske beregninger for opvarmning med grøn gas, afspejles afregningsmetoden som benyttes i dag. Ønsker man som gaskunde grøn gas, afregnes ens gasforbrug som naturgas med et tillæg til grønne certifikater. Prisen til certifikaterne fastsættes til 50 øre/m³.



Figur 61: Naturgas CIF-pris og omkostninger til lager og avancer. 2019 priser.

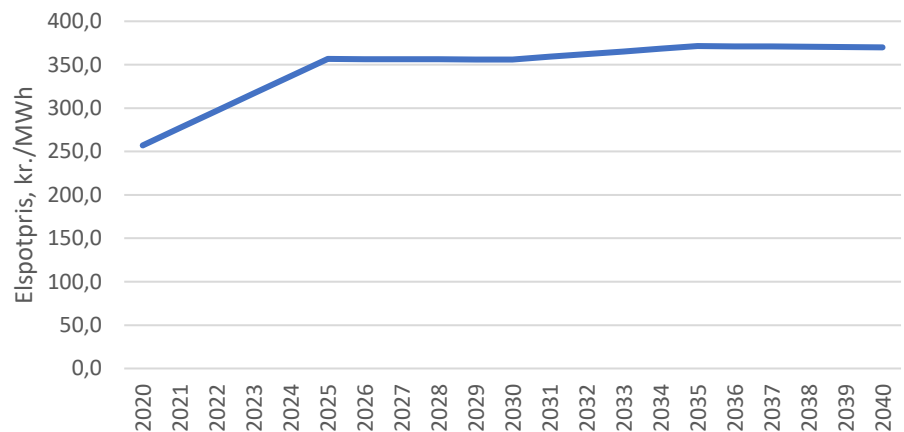
2019-priser kr./GJ	m3	2020 Excl. Sunk cost	2030 Excl. Sunk cost
An Forbruger	0-6.000	16,9	16,4
	6.000-75.000	14,8	14,3
	75.000-300.000	12,3	11,9
	300.000-800.000	7,4	7,2
	800.000-10 mio.	6,5	6,4
An værk	10-35 mio.	5,5	5,4
An kraftværk	>35 mio.	2,1	2,1

Tabel 19: Samfundsøkonomiske omkostningerne til lager og avancer for gas. Kilde ENS samfundsøkonomiske forudsætninger.

Tabel 19 viser omkostningerne til transport for gas benyttet til de samfundsøkonomiske beregninger. En almindelig husstand har et forbrug under 6.000 m3, og derved betaler den højeste 16,4 kr./GJ . Ved analyse af naturgaskedler til fjernvarme benyttes omkostningen for an værk. I det samfundsøkonomiske omkostninger medregnes avance ikke, så værdierne i Tabel 19 fratrækkes de tilsvarende avancer som beskrevet i kapitel 9.7.

9.9 Elomkostninger

Figur 62 viser fremskrivningen for elspotprisen som benyttes i analyserne. Denne elpris er beregnet vha. Balmorel-modellen, som optimerer energisystemet så den billigste systemløsning opnås.



Figur 62: Elspotprisen. Kilde: Ea Energianalyse

Figur 62 er den gennemsnitlige spotpris, men da der er mere behov for opvarmning om vinteren hvor elpriserne generelt er højere, vil elbaseret opvarmning se en elpris som er lidt højere end gennemsnittet. Det antages derfor at elvarme og eldrevne luft-vand varmepumper ser en elpris som er 3% højere end gennemsnittet.

Da hybridvarmepumper kan reducere/undgå elforbrug i timer med høje elpriser, forventes det at disse kan opnå en elpris lidt lavere end gennemsnittet. Det antages at de ser en elpris 3% lavere end gennemsnittet. Dette gælder også fjernvarme, som i princippet også er en hybrid varmepumpe.

Udover markedsprisen på el skal forbrugere betale en række andre udgifter, herunder afgifter, tariffer til distribution og moms (kun private). I analysen tages der udgangspunkt i to tariffer: 240 kr./MWh for husholdninger (inkl. systemtarif) og 160 kr./MWh for industri/fjernvarme. De hybride løsninger er fleksible mht. deres elforbrug, hvilket har en værdi for systemet. De nævnte tariffer betragtes som en udtryk for gennemsnits omkostningerne, hvor spidserne har højere omkostninger mens lavt elforbrug medfører lavere distributionsomkostninger. Hvis man antager at den samfundsøkonomiske elnettarif er ca. dobbelt så høj i spidsen (4 timer per dag), er den samfundsøkonomiske tarif 128 kr./MWh resten af døgnet. Det antages at hybridvarmepumper undgår elforbrug i denne periode, og derved opnår en elnettarif på 128 kr./MWh og 208 kr./MWh inkl. systemtariffen. Eldrevne varmepumper og elvarme betaler gennemsnitstariffen.

Privatøkonomisk benyttes 303 kr./MWh for husholdninger og 119,0 kr./MWh for industri/fjernvarme, som stammer fra Dansk Energis årlige opgørelse af elpriser, "Elforsyningens nettatariffer & priser pr. 1. januar 2018"

Avancer er beskrevet i kapitel 9.7. Afgifterne behandles i næste kapitel 9.10.

9.10 Overblik over tilskud og afgifter

De første energiafgifter i Danmark blev indført i 1977 og bestod af en elafgift og en olieafgift. Afgifterne blev primært begrundet med et ønske om at stabilisere oliepriserne efter oliekrisen. Over tid er energiafgifter blevet en integreret del af dansk energipolitik, og indtægterne herfra udgør i dag ca. 40 mia. kr. Et væsentligt provenu til det danske statsbudget.

PSO-afgift

PSO står for "Public Service Obligation" hvilket oversættes som offentlige forpligtelser på dansk. PSO-afgiften pålægges alt elforbrug og opkræves af Energinet.dk. Dog er meget store forbrugere fritaget. Afgiften/tariffen går til støtte til vindmøller, decentrale kraftværker samt forskning og udvikling indenfor el-området. PSO-afgiften justeres hvert kvartal baseret på forudsætninger for det kommende kvartal, herunder især forventningerne til markedsprisen for el. Derudover tager den højde for eventuelle forskelle mellem den opkrævet PSO fra forrige kvartal og de faktiske PSO-udgifter.

I 2016 blev det vedtaget at PSO-afgiften skal gradvist nedtrappes i perioden 2017-2022 hvor den er fuldt udfaset ved start 2022.

Elvarmeafgiften

I 2017 blev det vedtaget af sænke elvarmeafgiften, for at fremme en elektrificering af varmesektoren. Lov om gradvis sænkelse af elvarmeafgiften til 15,5 øre/kWh med fuld effekt fra udgangen af 2020 blev vedtaget i maj 2018.

Overskudsvarmeafgiften

Overskudsvarme er den varme som ikke kan anvendes i produktionsprocesser, når en virksomhed har gjort alt for at energieffektivere sine processer. Overskudsvarme kan benyttes fx som varme til sig selv eller som en billige kilde til fjernvarme.

Overskudsvarme fra fossile brændsler, der anvendes i virksomheder med afgiftsfradrag, afgiftspålægges for at sidestille overskudsvarmen med anden afgiftspålagt varmeproduktion.

Afgiften betales ikke direkte men gennem reduktion af afgiftsgodtgørelsen. Standardsatsen for nedsættelsen af godtgørelsen er 50 kr./GJ, dog kan den maksimalt udgøre en tredjedel af det samlede vederlag for varmeleverancen.

Hvis nyttiggørelsen sker ved eldrevne varmepumper, nedsættes godtgørelsen kun for den del af den nyttiggjorte varme der overstiger 3 gange elforbruget i varmepumpen. Dette svarer til, at der kun betales overskudsvarme-afgift af den del der produceres på en varmepumpe med en COP over 3.

Da beregningen af overskudsvarmeafgiften er kompleks, er det foreslået at forenkle beregningen. Det er nu aftalt at overskudsvarmeafgiften fastlægges til 25 kr./GJ, med mulighed for reduktion til 10kr./GJ for særligt certificerede virksomheder.

Stigende kvotepriser

EU's kvotemarked er i de seneste år reformeret, således at en del af det ca. 2 mia. tons kvoteoverskud over tid trækkes ud af markedet. Det har medvirket til stigende kvotepriser, og prisen er medio august 2019 steget til 200 kr./ton CO₂.

En virksomhed kan skaffe de nødvendige kvoter vha. to forskellige metoder: 1) fra staten (enten som gratis-kvoter eller auktioner) eller 2) ved at handle på kvotemarkedet. En andel af kvoterne fra staten er gratiskvoter, men resten bliver auktioner og derved en omkostning for virksomheden. I 2020 vil kun 30% af kvoterne være gratiskvoter.

Energispareordningen

Energispareordningen gav virksomheder muligheden for at søge tilskud til at skifte til mere energieffektive energiproduktionsanlæg. Net- og distributionsselskaberne indenfor gas, olie og fjernvarme har i ca. 10 år være forpligtet til at sammenlagt levere besparelser i energiforbruget svarende til 10 PJ/år. Energispareordningen ophører i 2021 og bliver ikke forlænget. Energi-aftalen 2018 erstatter ordningen med en markedsbaseret tilskudspulje fra 2021 til 2024, som målrettes energiforbruget i industri, serviceerhverv og bygninger. Puljen har et loft på 500 mio. kr. årligt.

Tilskud til vedvarende energi

Støtteordninger til vedvarende energi har løbende ændret sig i takt med politiske ønsker samt udviklingen i elmarkedet og teknologierne.

Vindkraft og solceller

Frem til februar 2018 kunne landvind og kystbære havvindmøller modtage et tillæg på 25 øre/kWh, men denne ordning er ophørt. Dog er der i perioden 2018-2019 er der en overgangsordning hvor de kunne opnå støtten gennem

teknologineutrale udbud. I udbuddet konkurrer landvind, kystnære havvindmøller og solceller om en pulje på 1,3 mia. kr. Energiaftalen 2018 lægger op til at VE-teknologier, herunder også bølge- og vandkraft, skal konkurrere i teknologineutrale udbud i periode 2020-2024 med en pulje på 4,2 mia. kr.

Havvindmøller får ikke pristillæg og de udbygges vha. udbud af specifikke lokationer. Solceller, herunder både markanlæg og tagbaseret anlæg, har tidligere være omfattet af støtteordninger, men i dag gives ikke længere pristillæg. Solcelleanlæg kan dog konkurrere i ovennævnte teknologineutrale udbud.

Grøn gas

Biogas opnår betydelig støtte under eksisterende ordninger, der udfases i henhold til energiaftalen. Der afsættes i stedet en pulje på 240 mio. kr. (nominelt) årligt over 20 år til udbygning med grønne gasser. Puljen skal støtte opgradering, transport og industrielle processer, og udmøntes i perioden 2021-2023. Puljen fordeles vha. udbud.

Opdeling i Teknologikataloget

9.11 Opdeling af bygninger i andre kilder

I Energinets og Energistyrelsens Teknologikatalog er der foretaget en opdeling af bygninger for at kunne vurdere omkostninger til installation af forskellige varmforsyningsløsninger. Hvis vi i dette projekt ønsker at benytte data fra Teknologikataloget, kan det være hensigtsmæssigt at benytte en opdeling, der harmonerer med Teknologikatalogets opdeling.

I det nyeste udkast til Teknologikataloget for individuel opvarmning opdeles boligerne i eksisterende bygninger og nybyggeri og herunder i en-familie huse og boligblokke (se Tabel 20).

	Eksisterende bygninger			Nybyggeri***	
	Enfamilie hus	Renoveret enfamiliehus	Boligblok	Enfamilie hus	Boligblok
Størrelse, m ²	140	140	8.000	150	8.000
Årligt varmeforbrug, MWh	16,8	8,4	960	6,0	320
Peak load, kW	7	4,5	400	3	160

Tabel 20: Boligkategorier i Teknologikataloget for individuel opvarmning.

Teknologikatalogets opdeling dækker ikke så godt række-, kæde- og dobbelthussegmentet, da denne type bolig ofte er mindre (størstedelen ligger mellem 75-99 m² jf. BOL103). Der er andre forhold, der gør det relevant at udspecificere rækkehuskategorien, som for eksempel om bygningerne ligger

mur mod mur og det derfor måske er ekstra vanskeligt eller ikke muligt at installere varmepumper.

Forsyningstilsynet og
Dansk Fjernvarme

I Forsyningstilsynets årlige opgørelse af fjernvarmepriser anvendes to forbrugerkategorier: et enfamiliehus på 130 m² og et varmeforbrug på 18,1 MWh og en lejlighed på 75 m² og et varmeforbrug på 15 MWh.

Dansk Fjernvarme udgiver en årlig publikation om fjernvarmeprisens udvikling sammenlignet med andre varmeforsyningsmuligheder (fx den seneste publikation "Fjernvarmeprisen 2019" fra oktober 2019). Her anvender de et standardhus på 130 m² og et varmeforbrug på 18,1 MWh/år.

9.12 Gasdistributionsomkostninger

Gasdistribution antages i 2020 at være 33 kr./GJ for husholdninger, når der regnes brugerøkonomisk. Tariffen indregnes pr. forbrugt enhed gas (og indeholder ikke noget fast bidrag). Heraf antages 21 kr./GJ at udgøres af sunk-cost. Når der regnes samfundsøkonomisk, indregnes kun den variable del af tariffen på 12 kr./GJ.

Det baserer sig på Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger fraregnet et bidrag fra avancer. Frem mod 2030 og 2040 er der lavet en fremskrivning af gasdistributionstariffen, som baserer sig på et princip om balance mellem indtægter og omkostninger til gasdistribution. Dvs. udviklingen i distributionsselskabets omkostninger i kombination med udviklingen i gasforbruget driver udviklingen i tariffen. Fremskrivningsmetoden er en opdatering af metoden anvendt i analysen 'Scenarier for antal gaskunder mod 2100' af Ea Energianalyse fra 2018.

De resulterende gastariffer pr. GJ er beregnet, men er ikke vist i denne rapport.

Driftsomkostningerne til gasdistribution tager udgangspunkt i de tidligere tre distributionsselskabers (HMN, DGD og Nature Energy) indberetninger til den tidligere anvendte benchmarkmodel 'netvolumenmodellen' for perioden 2012-2016, som administreres af Forsyningstilsynet. Dertil tillægges omkostninger til afskrivninger, forrentning og afvikling af gæld, som baserer sig på reguleringsrammer for perioden 2018-2021.

Der medtages her omkostninger til:

- Driftsomkostninger (inkl. myndighedsomkostninger, overhead-omkostninger og øvrige)
- Afskrivninger af investeringer fra 2005 og frem
- Forrentning af investeringer fra 2005 og frem
- Afvikling af historisk gæld (annuitetsgæld)

Der ses i det følgende bort fra omkostninger til gasselskabernes energispareforpligtigelse. Derudover fraregnes der et effektiviseringspotentiale og et konsolideringspotentiale, som følger af McKinseys potentialevurdering i analysen ’Forsyningssektorens effektiviseringspotentiale’ fra 2016.

Fremskrivningen er et overordnet estimat af omkostningerne til at drive gasdistributionsnettet og baserer sig på følgende antagelser:

- **Afskrivninger og forrentning:** Tager udgangspunkt i reguleringsregnskaber og udmeldte reguleringsrammer, som samlet udgør ca. 150 mio. kr. i 2016, og som stiger til ca. 166 mio. kr. i 2025 ud fra en gennemgang af de seneste udmeldte reguleringsrammer.
- **Afvikling af historisk gæld:** Tager udgangspunkt i selskabernes udmeldte planer om afvikling fra 2015. Fra 2024 og frem er hele den historiske gæld afviklet. I 2016 udgjorde omkostningerne til gældsafviklingen ca. 666 mio. kr. årligt svarende til knap halvdelen af selskabernes totale omkostninger.
- **Driftsomkostninger:** Baserer sig på opgørelsen fra Energitilsynets benchmark-vurdering fra 2016. I 2016 afholdt gasselskaberne driftsomkostninger for 511 mio. kr.
- **Effektiviseringspotentiale og konsolideringspotentiale:** Tager udgangspunkt McKinseys potentialeopgørelse fra rapporten ’Forsyningssektorens effektiviseringspotentiale’ fra 2016, hvor det vurderes, at der på lang sigt kan spares 112 mio. kr. årligt.

Driftsomkostninger	511
Afskrivninger af investeringer fra 2005 og frem	111
Forrentning af investeringer fra 2005 og frem	39
Annuitetsgæld	666
Totale omkostninger	1.327

Tabel 21. Gasdistributionsselskabernes samlede omkostninger i 2016 eksl. energispareforpligtigelse

Tabel 21 opsummerer omkostningsniveauet i 2016. Effektiviserings- og konsolideringspotentialer er derudover opgjort til samlet 112 mio. kr., hvoraf 35 mio. kr. tilskrives konsolidering og 77 mio. kr. er effektiviseringspotentialer. Effektiviserings- og konsolideringspotentialer er indregnet i perioden 2020-2030, hvor det er indfaset lineært i perioden.

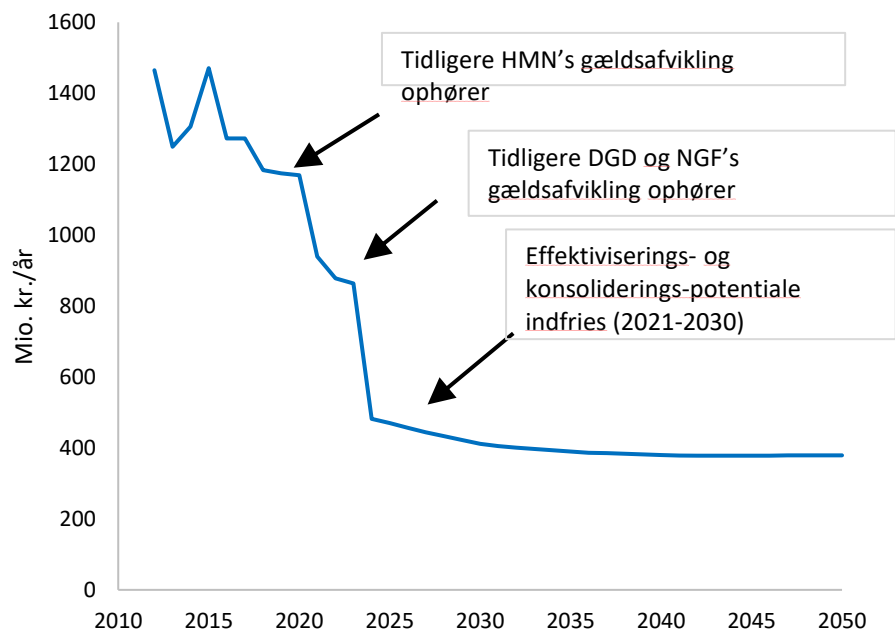
Der er lavet en simpel fremskrivning af omkostningerne, afskrivninger, forrentning og annuitetsgælden følger udviklingen i reguleringsregnskaber og udmeldte rammer og derefter er forrentningsramme og afskrivninger udviklet sig frem til 2030 i forhold til tendensen i reguleringsrammerne og derefter fastholdt. (annuitetsgælden afvikles).

Omkostningerne til gasdistribution er primært faste

Driftsomkostningerne fordeler sig på en række omkostningsposter, hvis fordeling tager udgangspunkt i indberetninger til netvolumenmodellen fra 2016. Her er omkostningerne allokateret på 23 poster. Omkostningsposten for biogasproduktionsanlæg er udeladt i fremskrivningen, da den bliver omfattet af et tillæg til forstærkning af gasnettet særskilt. For hver omkostningspost er der lavet en overslagsvurdering af, hvor stor en del der afhænger af gasforbruget, og hvor meget der antages at være faste omkostninger uafhængigt af forbruget.

Fx antages alle omkostninger til fordelingsnet, distributionsnet, stikledninger, MR-stationer og DR-stationer at være faste omkostninger, mens omkostninger til målere hos både villakunder og øvrige kunder delvist antages at afhænge af forbrugsudviklingen. Fremskrivningen er lavet i faste priser baseret på en simpel antagelse om at forventet inflation modsvarer af effektiviseringer (udover det indregnede McKinsey-potentiale).

Den forventede udvikling i omkostningerne til gasdistribution er vist i Figur 63 nedenfor. I 2018 var omkostningerne til gasdistribution for DGD, HMN og Nature Energy samlet set 1.183 mio. kr. hvoraf annuitetsydelsen på den historiske netgæld udgjorde ca. 604 mio. kr. Frem mod 2025 forventes de totale omkostninger reduceret med ca. 60%, fordi annuitetsbetalingen ophører. Derudover falder den samlede omkostningsbase som følge af effektiviseringer og konsolidering.



Figur 63. Totale årlige omkostninger til gasdistribution for alle gasdistributionsselskaber. Bemærk da nogle omkostningsposter afhænger af gasforbruget er omkostningsbasen vist for en given gasforbrugsudvikling svarende til grundscenariet. Kilde: Reguleringsregnskaber, reguleringsrammer og egne beregninger

Fremskrivning af tarifbetalingen

Omkostningsbasen for gasdistributionsselskaberne danner sammen med gasforbrugsfremskrivningen og fremskrivningen af antal gaskunder grundlag for den fremtidige tarifbetaling. I dag dækker husholdningskunderne ca. 60-70% af de samlede omkostninger selvom forbruget kun svarer til ca. 1/3 af det samlede forbrug.

Antages det, at husholdninger og serviceerhverv alene skal bære byrden af det aftagende gasforbrug, vil husholdningskundernes tarifbetalinger i perioden efter 2025 være stigende. Ved fremskrivningen af tarifbetalingerne er det således antaget, at produktionserhverv og øvrig energisektor betaler samme eller lavere distributionstarif som i dag dog fraregnet sunk-cost delen, når betalingen af den historiske gæld på gasnettet er afviklet (annuitetsydelsen ophører).

Husholdningerne antages at skulle dække de omkostninger, som ikke dækkes af de andre sektorer. Dvs. når gasforbruget falder for produktionserhverv, transport og energisektoren, vil husholdninger skulle dække højere omkostninger pr. forbruger. Hvis antallet af husholdningskunder samtidig er aftagende, vil tarifbetalingen for husholdningskunderne være stigende.

Der regnes her på tarifbetalingerne pr. enhed gas.

Baltic pipe

Energinet har sammen med polske gastransmissionsselskab GAZ-SYSTEM igangsat et arbejde for at etablere en gasrørledning, der kan forbinde de danske, norske og polske gassystemer. Energinet oplyser, at etableringen af baltic pipe ledningen vil kunne give en gevinst for de danske gasforbrugere. De estimerer, at de danske gasforbrugere kan spares ca. 50 mio. kr. årligt, hvis ledningen etableres, som for en husholdning vil kunne give en gevinst på ca. 125 kr./år. Denne besparelse er indregnet fra 2022, hvor ledningen forventes i drift.



Figur 64. Illustration af en potentiel gasrørledning mellem Danmark, Norge og Polen, baltic pipe. Kilde: (Energinet, 2018)

10 Bilag 2: COP-værdier for luft-vand varmepumpe

I regi af projektet Gasscenarier 2018, som Ea Energianalyse gennemfører for HMN Naturgas I/S, er der foretaget et lille litteraturstudie vedrørende luft-vand-varmepumper i husstandsstørrelse. Formålet med studiet er at tilvejebringe viden om reelle, årlige COP-værdier for luft-vand-varmepumper i normal drift i husstande. Notatet beskriver resultaterne af studiet, og det konkluderes, at der bør regnes med en gennemsnitlig COP på 2,8 for luft-vand-varmepumpeanlæg i varmesystemer ligeligt fordelt mellem gulvvarme og radiatorer.

10.1 Baggrund

I scenarieanalyser af energisystemer kan baggrundsdata have stor indflydelse på resultaterne. Det er afgørende, at teknologidata er retvisende for de driftssituationer, der indgår i analysen. COP betyder Coefficient of Performance og beskriver hvor meget varme, der kommer ud af en varmepumpe for et givet input af elektricitet. Der arbejdes med en nominel faktor, tit blok kaldet COP, der fortæller noget om, hvad maskinen kan under konstante og optimale forhold og med en årlig COP, der beskriver, hvad varmepumpen kan, når den er koblet til et varmesystem og i drift under varierende forhold gennem et år.

Luft-vand-varmepumper kan under de rette betingelser præstere meget høj nominel COP-værdi, dvs. levere meget varme for den forbrugte elektricitet. I reel drift i en husstand er betingelserne anderledes, og den årlige COP-værdien vil typisk være lavere, end hvad man ser under ideelle betingelser i en testsituation. Forhold som dimensionering af varmepumpen i forhold til varmebehovet, udformningen af det samlede varmesystem, korrekt sammenkobling mellem varmesystem og varmepumpe samt indregulering og styring af systemet har indflydelse på den årlige COP-værdi, varmepumpen reelt kan opnå.

SPF (Seasonal Performance Factor) og SCOP (Seasonal Coefficient of Performance) er forskellige måder at beskrive en årlig COP på. SCOP er udviklet for at kunne sammenligne forskellige varmepumper og medtager ikke tilberedning af varmt vand, hvorfor den ikke kan bruges i sammenligning med andre teknologier. SCOP beregnes ud fra en standard og kan vægtes til at omfatte varmt vand.

Vi søger i notatet at finde basis for at sige noget om den reelle, årlige COP-værdi i driftssituationer for luft-vand-varmepumper, dvs. hovedsageligt målerapporter fra luft-vand-varmepumper installeret i boliger.

10.2 Gennemgang af danske kilder

En gennemgang af referencelister fra tidligere arbejder om varmepumper og fornyede litteraturstudier har peget på en række mere eller mindre relevante dokumenter. De, der vurderes vigtigst, beskrives herunder.

10.2.1 Teknologikataloget

Energistyrelsens Teknologikatalog indeholder data, som ofte anvendes i både Energistyrelsens egne og andres modelberegninger af energisystemet. Varmepumper findes i kataloget for individuelle opvarmningsanlæg, der er opdateret i marts 2018. Værdierne består af en kombination af værdier: SCOP-værdien vægtet med det sæsonmæssige varmebehov for den gennemsnitlige klimazone (dvs. for Strasbourg, der nogenlunde svarer til danske klimaforhold) beregnet i henhold til EN14825 og hertil energiforbruget til tilberedning af varmt brugsvand i henhold til EN16147.

Værdierne i kataloget kategoriseres ud over type af varmepumpe efter om den installeres i et nyt eller eksisterende hus, ny eller eksisterende lejlighed samt om varmesystemet er med radiatorer eller med gulvvarme. Desuden angives værdien som varmeeffektivitet og som total effektivitet. I sidstnævnte medregnes elforbruget til udenomsaktiviteter såsom styring, afrimning osv..

For luft-vand-varmepumpeanlæg i et eksisterende énfamiliehus med radiatorer angiver kataloget for 2015 en total årlig COP på 3,25. Tallet er lavere i ny huse (2,85) på grund af, at varmtvandsforbruget har større vægt.

Teknologikataloget forventer en stigende total årlig COP fra 2015 og forventer, at værdien lander på 3,7 i 2050 for luft-vand-varmepumpeanlæg i et eksisterende énfamiliehus med radiatorer. Der argumenteres for, at stigningen i højere grad skyldes forbedret dimensionering, installation og drift end en udvikling af teknologien i sig selv.

Godkendelse af tilskudsberettigede anlæg, måling, dataindsamling og formidling

Rapport udarbejdet af Teknologisk Institut i 2013 bl.a. med målerapporter for 170 installerede anlæg. Der er desværre kun få - 12 - målinger for luft-vand-typen. For disse finder rapporten gennemsnitlige årsvirkningsgrader (SPF) på

ca. 2,5 i systemer med radiatorer eller en kombination af radiatorer og gulvvarme.

10.2.2 READY - Smart Grid Ready VPP Controller for Heat Pumps

Til en delrapport fra 2014 til ovennævnte projekt er der analyseret på måledata for varmepumpeanlæg fra projektet Styr Din Varmepumpe (se nedenfor). Her har man bl.a. frasorteret anlæg med store måleusikkerheder og anlæg hvor der også findes brændeovne, der kan give et forkert indtryk af temperaturforholdene i huset. Delrapporten finder frem til en årlig COP på 2,5 som gennemsnit for 15 luft-vand-varmepumper koblet til radiatoranlæg, 2,4 for 23 anlæg, hvor varmegiverne er en kombination af radiatorer og gulvvarme og 2,2 for 10 anlæg, hvor der alene er gulvvarme. Delprojektet kan ikke forklare, hvorfor anlæg med gulvvarme har den laveste COP. Det modsatte ville forventes.

10.2.3 Styr Din VarmePumpe vers. 2

Projektforløb ledet af Insero Energy og finansieret af ForskEl under Energinet.dk med formål at udvikle og afprøve en IT-plattform til styring og overvågning af varmepumper i et kommende Smart Grid. Projektet er afrapporteret i 2015.

I projektet er der hvert 5. minut opsamlet måledata for 300 varmepumpeinstallationer i perioden 2010-2015. På baggrund af de opsamlede data er der beregnet en samlet årlig systemvirkningsgrad for de 300 anlæg. Når der korrigeres for målefejl og usikkerheder bliver resultatet en gennemsnitlig, årlig COP på 2,9 på tværs af anlægstyper. Projektet nævner, at de nyeste installationer har markant øget COP i forhold til de øvrige anlæg.

Desværre for denne undersøgelse er langt de fleste af varmepumpeanlæggene jordvarmeanlæg. Det er ikke lykkedes at fremfinde særskilte analyser af måledata for de deltagende luft-vand-varmepumpeinstallationer alene, dog med undtagelse af projekt Ready, omtalt ovenfor.

I projektet omtales erfaringerne fra Teknologisk Institut med en lang række forhold, som påvirker målingerne af COP i negativ retning ift. den SCOP som opgives for det pågældende produkt, herunder bl.a. brugsvandstilberedning, forskellige driftsbetingelser (fremløbstemperatur mv.), pumpeeffekter samt egentlige installations- eller indreguleringsfejl (se omtale af projektet nedenfor).

10.2.4 Den gode installation af varmepumper

Rapport udarbejdet af Teknologisk Institut og Insero Energy i 2017 over en omfattende undersøgelse af konkrete varmepumpeinstallationer og muligheder for at forbedre COP-værdien. Undersøgelsen bygger på ovennævnte undersøgelse af 170 installationer i nye og eksisterende huse og viser, at udformningen af opvarmningssystemet, tilkoblingen af varmepumpen hertil samt indreguleringen af dette og varmepumpen, der er den primære årsag til en dårlig årlig COP.

I projektet er der udvalgt 21 anlæg med henblik på at beskrive, hvornår det kan betale sig at forbedre en installation. Der var fejl på de fleste af disse anlæg, herunder at:

- det eksisterende varmesystem ikke var tilpasset varmepumpedrift
- der var fysiske fejl ved installationen af selve varmepumpen
- der var mangelfuld/manglende indregulering af radiatorer og/eller gulvvarme og af selve varmepumpen.

Rapporten peger derfor på, at der er et stort potentiale for at forbedre den årlige ydeevne af varmepumpesystemer. De påkrævede forbedringer vedrører især installatørernes arbejdsområde. Elbesparelspotentialet vurderes til 16%, hvis der arbejdes målrettet med at forbedre installatørernes arbejde. Rapporten argumenterer for, at en god årlig COP for luft-vand-varmepumper er 3, hvilket kan opnås, hvis hele besparelspotentialet indfris. Det medfører, at den gennemsnitlige COP uden indfriet besparelspotentiale ligger på 2,52 (i vores beregning).

Men rapporten vurderer, at andre barrierer gør, at kun halvdelen af potentialet kan indfris i de eksisterende anlæg, og at hvis der ikke gøres tiltag for at forbedre danske varmepumpeinstallationer, vil fremtidige installationer fortsat have et gennemsnitligt merforbrug af el på 16 %.

10.2.5 Fjernvarmens konkurrenceforhold overfor individuel opvarmning Konkurrenceforholdet mellem individuelle opvarmningsteknologier

Dansk Fjernvarmes Grøn Energi har i januar og juni 2018 analyseret, hvordan en sænkelse af elvarmeafgiften påvirker konkurrenceforholdet mellem fjernvarme og individuelle opvarmningsformer og mellem de forskellige individuelle opvarmningsteknologier med særligt fokus på konkurrenceforholdet mellem elradiatorer og eldrevne varmepumper.

I førstnævnte notat argumenteres der for ikke at benytte Teknologikatalogets COP-værdi på 3,25. Rapporterne fra Styr din varmepumpe II og Teknologisk Institut 2013 benyttes som argumentation. For førstnævnte beskrives, at der er målt på 53 luft-vand-varmepumper og 219 jordvarmepumper, samt at medianen for den årlige COP er 2,57. Ved at antage, at forholdet mellem virkningsgrader er de samme som i Teknologikataloget, ender Grøn Energi med en årlig COP for luft-vand-varmepumper på 2,33.

10.3 Undersøgelser i Sverige

I Sverige har man gennem mange år anvendt varmepumper til opvarmning af husstande. Der har bl.a. været fokus på luft-luft-varmepumper og den særlige form for jordvarme kaldet bergvärme. Her er det varme reservoir en flere hundrede meter dyb lodret boring ned i undergrunden. Energiindholdet i grundvand, der strømmer i undergrunden, udnyttes her som det varme reservoir for varmepumpen.

10.3.1 Energimyndigheten testar luftvattenvärmepumpar

Man har dog også luft-vand-varmepumper i Sverige, og Energimyndigheten har testet og beskrevet disse i flere rapporter.

Laboratorietesten af 12 varmepumper med en effekt på 7-11 kW er foregået fra 2006-2011, og baseret på testresultaterne har Energimyndigheten beregnet årsvarmefaktoren for tre tænkte huse med forskellige årlige varmebehov - 15, 25 og 35 MWh.

Forudsætningerne for beregningerne er, at

- Huset ligger i det sydlige Sverige, hvor årsmiddeltemperaturen er + 6°C
- 20 procent af varmebehovet går till varmtvand
- Huset har radiatorer og fremløbstemperaturen er 55°C mens returtemperaturen er 45°C ved den laveste udetemperatur
- Elvarmelegemet anvendes hvor varmepumpen ikke kan dække husets varmebehov
- Elektricitet til husholdningen indgår ikke i beregningen.

Årsvarmefaktoren for de tre varmebehov er som gennemsnit for de 12 testede varmepumper:

Varmebehov, MWh	Gennemsnitlig årsvarmefaktor
15	2,7
25	2,6
35	2,3

10.3.2 Värmepumparnas roll på uppvärmningsmarknaden

Energimyndighetens rapport fra 2015 om varmepumpernes udvikling og konkurrenceforhold i et skiftende energisystem. Rapporten forholder sig ikke til COP-værdier, så det kan bruges her, men har til gengæld et syn på, hvordan varmepumpeteknikken vil udvikle sig over de kommende år.

10.4 COP ved meget lave temperaturer

I teorien kan luft-vand-varmepumper fint operere i reservoirer med meget lave temperaturer - dvs. frostvejr. Så længe temperaturen af kølemidlet i fordamperen (udedelen) er lavere end omgivelserne, kan der hentes energi ud af omgivelserne. Anlæggene skal være forberedt til det, og der kan være forskelle mellem mærkerne, men med moderne anlæg, burde der i praksis ikke være udfordringer.

Et varmepumpeanlæg skal dimensioneres omhyggeligt for at der kan opnås god driftsøkonomi. Den typiske dimensionerende temperatur for varmeanlæg er minus 12 grader. Hvis en varmepumpe oplever koldere forhold, er det derfor typisk ikke på grund af driftsproblemer men på grund af dimensioneringen, hvis den ikke kan levere varme nok. I disse tilfælde vil en elpatron træde til.

COP falder lidt, når fordamperen (udedelen) oplevere lavere temperaturer, men den bliver ikke 1, som nogle kunne tro. Men elpatronen har en "COP-faktor" på 1, og når den tændes, påvirker det den årlige COP-faktor for det samlede anlæg i nedadgående retning. Det er det, der afspejles i de svenske tal fra Energimyndighetens test: Når en given varmepumpe skal køre i et system med et højere årligt varmebehov, vil den oftere tage elpatronen i brug, hvilket resulterer i en lavere årlig COP en i systemer med lavere varmebehov.

Når fordamperen bliver kold, vil luftens fugt kondensere på overfladen og i nogle tilfælde danne rim. Dette sker mest, når luften er omkring frysepunktet, hvor den indeholder fugt. Ved lavere temperaturer er fugtigheden lav og man ser ikke i samme grad kondensering og tilrimning.

10.5 Estimat, sammenfatning og konklusion

Det vurderes, at data fra projektet Styr Din Varmepumpe er mest omfattende og repræsentative. Her blev der fundet en årlig COP på 2,9 for de medvirkende 300 jordvarme- og luft-vand-varmepumper. Kilder indikerer, at de 80% heraf var jordvarme og resten luft-vand. Hvis det antages, at forholdet

mellem virkningsgrader for de forskellige varmepumpesystemer er det samme som i Teknologikataloget, kan den årlige COP beregnes.

Varmesystemerne i Styr Din Varmepumpe er ifølge datagrundlaget på hjemmesiden fordelt mellem 64% med en kombination af gulvvarme- og radiatoranlæg, 19% alene med radiatorer og 17% alene med gulvvarme. Af de 64% bruger næsten halvdelen gulvvarmen som primær opvarmning. Derfor antages fordelingen mellem gulvvarme og radiatorer at være 50/50. Dermed kan teknologikatalogets COP-værdi beregnes til 3,9. Og så er den målte COP-værdi i Styr Din Varmepumpe 25% lavere end Teknologikatalogets værdi på tværs af typer. Trækkes 25% fra teknologikatalogets værdi for luft-vand-varmepumper på 3,6 (ligeligt fordelt mellem gulvvarme og radiatoranlæg) bliver den årlige COP i reel drift følgelig 2,7.

Dette er på nu 8 år gamle varmepumper inkl. de dimensionerings-, styrings-, installations- og driftsfejl, der beskrives nærmere af Teknologisk Institut. Det vil være rimeligt at antage, at der med stigende population og mere fokus på varmepumper i samfundet samt den tilgængelige viden, som Teknologisk Institut har fremdraget, sker en stigning i kvaliteten af installation og drift af varmepumper, hvilket betyder, at den reelle COP fremover vil være højere end for de 8 år gamle varmepumper. Teknologisk Institut er tilbageholdende i deres forventninger om at energisparepotentialet indfris. De 16% ville resultere i en årlig COP i reel drift på ca. 3 for luft-vand-varmepumper. Vi er lidt mere optimistiske og antager, at omkring 1/3 af potentialet indfris, hvorved den årlige COP lander på i gennemsnit 2,8.

Som konklusion virker det retvisende at benytte 2,8 som gennemsnitlig årlig COP for luft-vand-varmepumper i reel drift i varmesystemer med ligelig fordeling af radiatorer og gulvvarme.

10.5.1 Kommentarer

Vi mener værdien fra Grøn Energi er for lavt sat. Uenigheden opstår i læsningen af Styr Din Varmepumpe II - rapporten. Grøn Energi benytter medianen for de målte, urensede COP-værdier på 2,57, hvor vi benytter rapportens konklusion er 2,9, der er gennemsnittet af de målte COP-værdier rensset for målefejl og usikkerheder.

Ved sammenligning mellem teknologier til individuel opvarmning skal en målt systemeffektivitet på varmepumper, som beskrevet her, sammenlignes med data for de andre teknologier (eksempelvis oliekedler, naturgasfyr eller fjernvarme), der også er baseret på målte værdier for brændselsforbrug og leveret varme og ikke på nominelle værdier.

10.6 Referencer

Pedersen, S.V. and Jacobsen, E., 2013. Godkendelse af tilskudsberettigede anlæg, måling, dataindsamling og formidling. Teknologisk Institut. November 2013. <http://docplayer.dk/7782113-Godkendelse-af-tilskudsberettigede-anlaeg-maaling-dataindsamling-og-formidling.html>

ForskEL. Styr din varmepumpe vers. 2, februar 2015.
<https://www.styrdinvarmepumpe.dk/sites/default/files/Slutrapportering%20fra%20SDVP2%20forskEL%2012075.pdf>

Grøn Energi, Fjernvarmens konkurrenceforhold overfor individuel opvarmning, januar 2018
<http://www.danskfjernvarme.dk/-/media/danskfjernvarme/gronenergi/analyser/17012018-fjernvarmens-konkurrenceforhold-overfor-individuel-opvarmningv2.pdf>

Grøn Energi, Konkurrenceforholdet mellem individuelle opvarmningsteknologier, juni 2018
<http://www.danskfjernvarme.dk/-/media/danskfjernvarme/gronenergi/analyser/elpaneler/19062018-konkurrenceforholdet-mellem-individuelle-opvarmningsteknologier.pdf>

PlanEnergi, Data udtræk fra varmeetlas for varmebehov og energidensitet, Modtaget 28. januar 2020.

DGC, Data for gasforbrug, alder af eksisterende gasfyr opgjort i fraktiler og fordelt på landsdele, Modtaget 4. marts 2020.

Energistyrelsen, Basisfremskrivning 2019, august 2019
<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/basisfremskrivninger>

Energistyrelsen, Teknologikatalog for individuelle opvarmningsanlæg, marts 2018
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_individual_heating_installations.pdf

Energistyrelsen, Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, marts 2020

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology_data_catalogue_for_el_and_dh_-_0008.pdf

Energistyrelsen, Teknologikatalog for distribution og transmission af el, gas og fjernvarme, december 2017

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_energy_transport.pdf

Energistyrelsen, Teknologikatalog for fornybare brændstoffer, februar 2019

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf

Energistyrelsen, Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2019, oktober 2019

<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsoekonomiske-analysemetoder>

Forsyningstilsynet, Fjernvarmestatistik

<https://forsyningstilsynet.dk/tal-fakta/priser/fjernvarmestatistik>

Forsyningstilsynet, Naturgasstatistik

<https://forsyningstilsynet.dk/tal-fakta/priser/naturgasprisstatistik>

COWI, Energi på Tværs, "Fremtidig varmeforsyning", juni 2018

Reference for de 2.000 kr/ton ?

Reference for øget gødningsværdi

11 Bilag 4: Detaljeret resultater for det samfundøkonomiske optimum

Følgende er et udtræk af det beregnet samfundøkonomiske optimum for basisscenarie i både 2030 og 2040. Tabellerne viser hvilken andel af bygninger i et segment får hvert opvarmningstype. Derudover viser tabellerne hvor mange bygninger der er i hver gruppe.

11.1 Optimum i 2030

11.1.1 Varmesegment 1: Enfamiliehus, 11,4 MWh/år

Fjernvarme-type	VP muligt?	Gas	LV VP	Hybrid	Elvarme	Fjv.	Antal i gruppe
Fortætning	Ja	2%	2%	1%	23%	73%	9.625
Lav ED	Ja	6%	5%	4%	75%	10%	9.794
Middel ED	Ja	6%	5%	4%	72%	13%	113.894
Høj ED	Ja	5%	5%	3%	63%	24%	23.490
Fortætning	Nej	2%	0%	0%	24%	74%	1.698
Lav ED	Nej	7%	0%	0%	82%	11%	1.728
Middel ED	Nej	7%	0%	0%	79%	14%	20.099
Høj ED	Nej	5%	0%	0%	69%	25%	4.145
Antal		10.275	7.663	5.335	127.232	33.969	184.474

11.1.2 Varmesegment 2: Enfamiliehus, 20,2 MWh/år

Fjernvarme-type	VP muligt?	Gas	LV VP	Hybrid	Elvarme	Fjv.	Antal i gruppe
Fortætning	Ja	0%	6%	11%	0%	82%	8.561
Lav ED	Ja	5%	33%	48%	5%	8%	5.976
Middel ED	Ja	5%	32%	46%	5%	12%	101.950
Høj ED	Ja	4%	27%	41%	4%	25%	24.592
Fortætning	Nej	1%	0%	0%	1%	97%	1.511
Lav ED	Nej	39%	0%	0%	38%	23%	1.055
Middel ED	Nej	35%	0%	0%	34%	31%	17.991
Høj ED	Nej	24%	0%	0%	24%	53%	4.340
Antal		13.991	41.652	61.153	13.868	35.328	165.975

11.1.3 Varmesegment 3: Enfamiliehus, 31,3 MWh/år

Fjernvarme-type	VP muligt?	Gas	LV VP	Hybrid	Elvarme	Fjv.	Antal i gruppe
Fortætning	Ja	0%	8%	20%	0%	73%	2.450
Lav ED	Ja	1%	30%	66%	0%	3%	737
Middel ED	Ja	0%	29%	65%	0%	5%	10.048
Høj ED	Ja	0%	27%	60%	0%	13%	4.283
Fortætning	Nej	0%	0%	0%	0%	99%	432
Lav ED	Nej	57%	0%	0%	16%	27%	130
Middel ED	Nej	50%	0%	0%	14%	36%	1.773
Høj ED	Nej	30%	0%	0%	8%	62%	756
Antal		1.253	4.495	10.037	349	4.476	20.609

11.1.4 Varmesegment 4: Enfamiliehus, 52,3 MWh/år

Fjernvarme-type	VP muligt?	Gas	LV VP	Hybrid	Elvarme	Fjv.	Antal i gruppe
Fortætning	Ja	0%	7%	33%	0%	59%	593
Lav ED	Ja	0%	21%	78%	0%	1%	130
Middel ED	Ja	0%	20%	78%	0%	2%	1.580
Høj ED	Ja	0%	19%	75%	0%	5%	562
Fortætning	Nej	0%	0%	0%	0%	100%	105
Lav ED	Nej	67%	0%	0%	5%	28%	23
Middel ED	Nej	58%	0%	0%	5%	37%	279
Høj ED	Nej	33%	0%	0%	2%	65%	99
Antal		210	502	1.954	17	687	3.370

11.1.5 Varmesegment 5: Storforbruger, 115 MWh/år

Fjernvarme-type	VP muligt?	Gas	LV VP	Hybrid	Elvarme	Fjv.	Antal i gruppe
Fortætning	Ja	0%	7%	32%	0%	62%	1.514
Lav ED	Ja	0%	17%	68%	0%	15%	169
Middel ED	Ja	0%	16%	65%	0%	19%	3.558
Høj ED	Ja	0%	14%	59%	0%	27%	2.091
Fortætning	Nej	0%	0%	0%	0%	100%	649
Lav ED	Nej	17%	0%	0%	0%	83%	72
Middel ED	Nej	12%	0%	0%	0%	88%	1.525
Høj ED	Nej	6%	0%	0%	0%	94%	896
Antal		258	1.003	4.136	1	5.077	10.474

11.1.6 Varmesegment 6: Storforbruger, 616 MWh/år

Fjernvarme-type	VP muligt?	Gas	LV VP	Hybrid	Elvarme	Fjv.	Antal i gruppe
Fortætning	Ja	0%	22%	47%	0%	31%	403
Lav ED	Ja	0%	32%	64%	0%	4%	12
Middel ED	Ja	0%	32%	63%	0%	5%	416
Høj ED	Ja	0%	30%	62%	0%	8%	346
Fortætning	Nej	0%	0%	0%	0%	100%	173
Lav ED	Nej	11%	0%	0%	0%	89%	5
Middel ED	Nej	8%	0%	0%	0%	92%	178
Høj ED	Nej	3%	0%	0%	0%	97%	148
Antal		18	330	673	0	660	1.681

11.2 Optimum i 2040

11.2.1 Varmesegment 1: Enfamiliehus, 11,4 MWh/år

Fjernvarme-type	VP muligt?	Gas	LV VP	Hybrid	Elvarme	Fjv.	Antal i gruppe
Fortætning	Ja	3%	2%	2%	20%	73%	9.625
Lav ED	Ja	11%	6%	4%	65%	13%	9.794
Middel ED	Ja	11%	6%	4%	63%	16%	113.894
Høj ED	Ja	9%	5%	4%	54%	28%	23.490
Fortætning	Nej	3%	0%	0%	22%	75%	1.698
Lav ED	Nej	13%	0%	0%	73%	14%	1.728
Middel ED	Nej	12%	0%	0%	70%	17%	20.099
Høj ED	Nej	10%	0%	0%	60%	30%	4.145
Antal		18.737	9.115	6.484	110.641	39.496	184.474

11.2.2 Varmesegment 2: Enfamiliehus, 20,2 MWh/år

Fjernvarme-type	VP muligt?	Gas	LV VP	Hybrid	Elvarme	Fjv.	Antal i gruppe
Fortætning	Ja	0%	6%	10%	0%	83%	8.561
Lav ED	Ja	8%	33%	46%	2%	11%	5.976
Middel ED	Ja	7%	32%	44%	2%	15%	101.950
Høj ED	Ja	6%	26%	38%	2%	29%	24.592
Fortætning	Nej	2%	0%	0%	1%	98%	1.511
Lav ED	Nej	49%	0%	0%	23%	28%	1.055
Middel ED	Nej	44%	0%	0%	20%	36%	17.991
Høj ED	Nej	30%	0%	0%	13%	56%	4.340
Antal		19.070	41.403	57.967	7.354	40.198	165.975

11.2.3 Varmesegment 3: Enfamiliehus, 31,3 MWh/år

Fjernvarme-type	VP muligt?	Gas	LV VP	Hybrid	Elvarme	Fjv.	Antal i gruppe
Fortætning	Ja	0%	8%	20%	0%	72%	2.450
Lav ED	Ja	1%	30%	65%	0%	4%	737
Middel ED	Ja	1%	29%	64%	0%	7%	10.048
Høj ED	Ja	1%	26%	58%	0%	15%	4.283
Fortætning	Nej	1%	0%	0%	0%	99%	432
Lav ED	Nej	63%	0%	0%	6%	30%	130
Middel ED	Nej	55%	0%	0%	5%	40%	1.773
Høj ED	Nej	34%	0%	0%	3%	63%	756
Antal		1.415	4.440	9.846	125	4.784	20.609

11.2.4 Varmesegment 4: Enfamiliehus, 52,3 MWh/år

Fjernvarme-type	VP muligt?	Gas	LV VP	Hybrid	Elvarme	Fjv.	Antal i gruppe
Fortætning	Ja	0%	8%	32%	0%	61%	593
Lav ED	Ja	0%	23%	76%	0%	1%	130
Middel ED	Ja	0%	22%	75%	0%	2%	1.580
Høj ED	Ja	0%	21%	72%	0%	8%	562
Fortætning	Nej	0%	0%	0%	0%	100%	105
Lav ED	Nej	68%	0%	0%	1%	31%	23
Middel ED	Nej	58%	0%	0%	1%	41%	279
Høj ED	Nej	33%	0%	0%	0%	67%	99
Antal		211	544	1.881	3	731	3.370

11.2.5 Varmesegment 5: Storforbruger, 115 MWh/år

Fjernvarme-type	VP muligt?	Gas	LV VP	Hybrid	Elvarme	Fjv.	Antal i gruppe
Fortætning	Ja	0%	8%	33%	0%	59%	1.514
Lav ED	Ja	0%	18%	67%	0%	15%	169
Middel ED	Ja	0%	17%	64%	0%	18%	3.558
Høj ED	Ja	0%	15%	59%	0%	26%	2.091
Fortætning	Nej	0%	0%	0%	0%	100%	649
Lav ED	Nej	17%	0%	0%	0%	83%	72
Middel ED	Nej	12%	0%	0%	0%	88%	1.525
Høj ED	Nej	6%	0%	0%	0%	94%	896
Antal		258	1.078	4.129	0	5.010	10.474

11.2.6 Varmesegment 6: Storforbruger, 616 MWh/år

Fjernvarme-type	VP muligt?	Gas	LV VP	Hybrid	Elvarme	Fjv.	Antal i gruppe
Fortætning	Ja	0%	23%	47%	0%	30%	403
Lav ED	Ja	0%	33%	64%	0%	4%	12
Middel ED	Ja	0%	32%	63%	0%	5%	416
Høj ED	Ja	0%	31%	61%	0%	8%	346
Fortætning	Nej	0%	0%	0%	0%	100%	173
Lav ED	Nej	11%	0%	0%	0%	89%	5
Middel ED	Nej	7%	0%	0%	0%	93%	178
Høj ED	Nej	3%	0%	0%	0%	97%	148
Antal		18	338	669	0	657	1.681