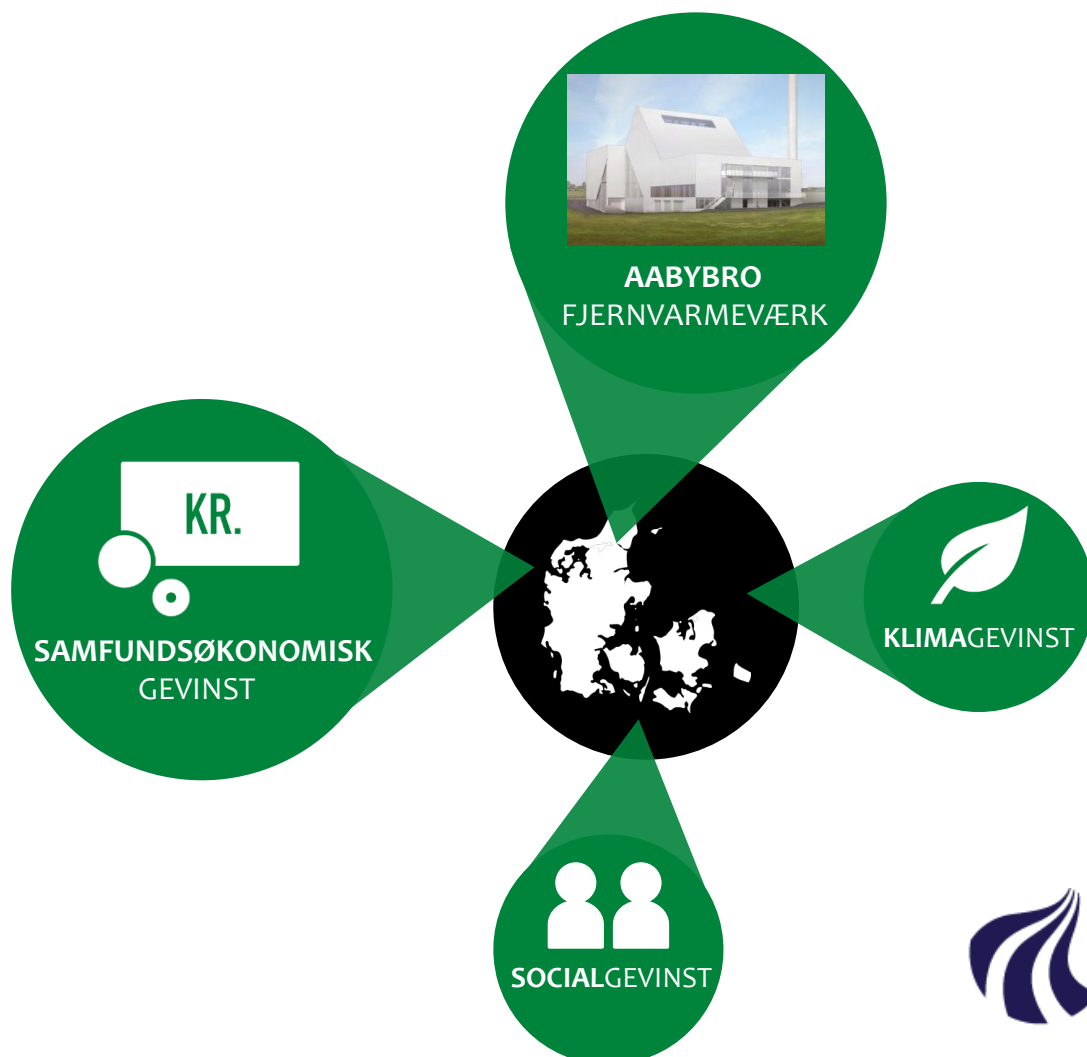


DET SAMFUNDSØKONOMISKE PERSPEKTIV AF KONVERTERING AF INDIVIDUEL OPVARMNING TIL FJERNVARME

Sustainable Energy Planning and Management
Afgangsprojekt
Juni 2016

Line Paulin Pedersen





AALBORG UNIVERSITET
STUDENTERRAPPORT

STUDIENÆVN FOR PLANLÆGNING OG GEOGRAFI

Skibbrogade 5

DK – 9000 Aalborg

Uddannelse: Sustainable Energy Planning and Management

Titel: Det samfundsøkonomiske perspektiv af konvertering af individuel opvarmning til fjernvarme

Engelsk titel: The Socio-Economic Perspective of Conversion of Individual Heating to District Heating

Semester: 4. semester

Semester tema: Kandidatspeciale

Projektperiode: 1. februar 2016 – 2. juni 2016

Vejleder: Peter Sorknæs

Studerende:

Line Paulin Pedersen

Trykte eksemplarer: 3

Sider: 109

Bilag: 21 på CD

Rapportens indhold er frit tilgængeligt, men offentliggørelse (med kildeangivelse) må kun ske efter aftale med forfatteren.

SYNOPSIS:

Nærværende speciale analyserer, hvordan den danske varmesektor kan bidrage til, at imødekomme de politiske målsætning om at Danmark skal være fossilneutral. Fjernvarme anses for at spille en vigtig rolle i det fremtidige danske energisystem, men det diskuteres, hvorvidt fjernvarmen skal udvides. Nærværende projekt tager udgangspunkt i det samfundsøkonomiske aspekt af denne diskussion. I modsætning til tidligere forskning, analyserer dette speciale en konkret case: fire potentielle fjernvarmeområder ved Aabybro i Nordjylland.

For at kunne konvertere naturgasområder til fjernvarme, skal det være det samfundsøkonomisk mest rentable projekt jf. dansk lovgivning. Beregningerne heraf skal baseres på Finansministeriets og Energistyrelsens forudsætninger. Der udarbejdes i projektet derfor beregninger på baggrund af disse. Derfor uden opstilles der en alternativ samfundsøkonomisk beregning. Der er opstillet seks scenarier, som alle er modelleret i programmet energyPRO.

Næsten alle scenarierne konkluderer, at CO₂ udledningen reduceres ved at udvide fjernvarmen. Det konkluderes ydermere, at der sker en væsentlig reduktion af fossile brændsler i alle scenarierne. Når de samfundsøkonomiske beregninger er baseret på Finansministeriet og Energistyrelsens forudsætninger, finder specialet, at det ikke er samfundsøkonomisk fordelagtigt. Når den alternative samfundsøkonomiske model bruges til analysen, konkluderes det, at det kan være samfundsøkonomisk fordelagtigt, samt at det har en positiv beskæftigelseseffekt.

ABSTRACT

The English title of the thesis is “The Socio-Economic Perspective of Conversion of Individual Heating to District Heating”.

This thesis examines how the Danish heating sector can contribute to the transition to a fossil neutral society. District heating is considered to play an important role in the future Danish energy system and it is often discussed to expand district heating. However, there are conflicting conclusions in the existing research to whether the district heating sector should be extended or not, i.e. whether it is socio-economic feasible. This project therefore analyse the socio-economic perspective of converting individual heating to district heating. Unlike previous research, this thesis analyse a specific case: four potential district heating areas in the area of Aabybro in Northern Jutland.

The individual heating in the areas, that are analysed in the thesis, is mostly individual natural gas. In order to convert natural gas areas to district heating, it has to be the most socio-economic feasible project according to Danish law. The feasibility calculations has to be based on the guidelines by the Ministry of Finance and the Danish Energy Agency, hence this is also part of this thesis. Since the thesis is based on the theory of Choice Awareness, developed by Henrik Lund, the research question is also preserved by a more institutional socio-economic analysis, developed by the author of the thesis. In order to find the most socio-economic feasible project, several scenarios are developed. This is done by performing interviews with different stakeholders representing either natural gas or district heating, in order to get their view of the subject; including district heating in the future. The modelling of the scenarios are done in the program energyPRO.

Almost all scenarios in the thesis concludes that CO₂ emissions can be reduced by expanding district heating. The thesis also concludes that a significant amount of fossil fuels are saved in all of the scenarios. Using the guidelines by the Ministry of Finance and the Danish Energy Agency, the conclusion is that it is not socio-economic feasible to expand district heating in Aabybro. When using the alternative socio-economic model, the conclusion is that it is socio-economically feasible to convert to district heating at a discount rate of 0%. The most feasible scenario is district heating based on geothermal energy. It is also feasible if the individual consumers are supplied by district heating produced by solar heating combined with pit storage. At a discount rate of 2%, and if the socio-economic fuel costs are based on the prerequisites from December 2014 instead of on the prerequisites from April 2016, it is also socio-economic feasible to convert to district heating. The conversion is furthermore shown to have a positive employment effect for the area. The fact that the current prerequisites do not support a conversion from individual heating to district heating is deemed to be contrary to the Danish policy objectives of reducing fossil fuels, since it is shown that a conversion will actually contribute to this.

FORORD

Denne rapport er udarbejdet i perioden 1. februar til 2. juni 2016. Rapporten er afsluttende projekt for uddannelsen Sustainable Energy Planning and Management på Aalborg Universitet.

Rapporten er udarbejdet i samarbejde med NIRAS, og der rettes en stor tak til Laurits Tækkemand Nissen og Torsten Sødunge Gregersen, som har bidraget med ekstern vejledning. Derforuden vil jeg gerne rette en tak til Peter Sorknæs, Institut for Planlægning på Aalborg Universitet, for kyndig vejledning gennem projektperioden. Endvidere vil jeg gerne takke følgende personer for at bidrage med information til projektet.

- Kim Søgaard Clausen, Dansk Fjernvarme
- Rasmus Bundegaard Eriksen, Dansk Fjernvarme
- Rasmus Munch Sørensen, Energinet.dk
- Martin Therkildsen, HMN Naturgas
- Torben Stenbroen, Aabybro Fjernvarmeværk
- Knud Erik Nielsen, Arcon-Sunmark
- Bjarne Mortensen, HMN Naturgas
- Peter Bakke, driftsleder ved Hinnerup Fjernvarme

Kilder

Der anvises løbende kilder i rapporten og disse er opstillet ved Harvardmetoden og referer til kildelisten bagerst i rapporten. Kilderne er i hovedteksten opstillet ved efternavnet på forfatter(e) samt udgivelsesår, f.eks. (Hvelplund, 2015). Hvis flere kilder har samme forfatter og udgivelsesår adskilles disse alfabetisk, f.eks. (Dansk Energi, 2015 [A]), (Dansk Energi, 2015 [B]). Ved kildehenvisning til lovgivning, bekendtgørelser o.lign. angives kun navn. Tabeller og figurer er angivet med kilde, medmindre disse er af egen produktion. Når der refereres til Energistyrelsens forudsætninger, version 2016 henvises der til (Energistyrelsen, 2016).

I projektet refereres der nogle gange til erfaringstal. Forfatteren til dette speciale har som nævnt udarbejdet projektet i samarbejde med NIRAS, som har nogle erfaringstal. Det er disse erfaringstal der henvises til (NIRAS, 2016).

Bilag

Vedlagt på CD er 21 bilag benævnt 1-18 og når to bilag hører sammen, benævnes disse alfabetisk, A og B:

- Bilag 1A – Noter fra interview med driftsleder ved Aabybro Fjernvarmeværk
- Bilag 1B – Optagelse af interview med driftsleder ved Aabybro Fjernvarmeværk
- Bilag 2A – Noter fra interview med Rasmus og Kim fra Dansk Fjernvarme
- Bilag 2B – Optagelse af interview med Rasmus og Kim fra Dansk Fjernvarme
- Bilag 3A – Noter fra interview med Martin Therkildsen fra HMN Naturgas
- Bilag 3B – Optagelse af interview med Martin Therkildsen fra HMN Naturgas
- Bilag 4 – E-mail korrespondance med Rasmus Munch Sørensen, Energinet.dk
- Bilag 5 – Udskrift fra energyPRO (Reference)
- Bilag 6 – Udskrift fra energyPRO (Scenarie 1A)
- Bilag 7 – Udskrift fra energyPRO (Scenarie 1B)
- Bilag 8 – Udskrift fra energyPRO (Scenarie 2A)
- Bilag 9 – Udskrift fra energyPRO (Scenarie 2B)
- Bilag 10 – Udskrift fra energyPRO (Scenarie 3A)
- Bilag 11 – Udskrift fra energyPRO (Scenarie 3B)
- Bilag 12 – Beregninger af varmebehov, forbrugerøkonomi, investeringer m.v.
- Bilag 13 – Marginal produktionsfordelinger
- Bilag 14 – Samfundsøkonomi (HMN's model) (mappe)
- Bilag 15 – Følsomhedsanalyser (HMN's model) (mappe)
- Bilag 16 – Samfundsøkonomi (alternativ samfundsøkonomi)
- Bilag 17 – Følsomhedsanalyser (alternativ samfundsøkonomi) (mappe)
- Bilag 18 – Noter fra samtale med driftsleder ved Hinnerup Fjernvarmeværk

Tabelliste

Tabel 1: Emissions garantiværdier for flis kedlen i Aabybro	21
Tabel 2: Oversigt over emissionskoefficienter i den alternative samfundsøkonomi	21
Tabel 3: Samfundsøkonomiske effekter af emissioner i alternativ samfundsøkonomi	24
Tabel 4: Beskæftigelseseffekterne i anlægsfasen	28
Tabel 5: Beskæftigelseseffekterne ved erhvervelse af brændsler	28
Tabel 6: Oversigt over parametre i de to analyser	29
Tabel 7: Varmebehov i referencen	32
Tabel 8: Omkostninger ved individuel opvarmning.....	34
Tabel 9: Energiomsætning for Aabybro Fjernvarmeværk i referencescenariet.....	36
Tabel 10: Omkostninger forbundet med de forskellige teknologier.....	38
Tabel 11: Oversigt over anlæg i de forskellige scenarier	47
Tabel 12: Effekter, virkningsgrader og levetider i scenarie 1A	51
Tabel 13: Økonomiske forudsætninger i scenarie 1A.....	51
Tabel 14: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 1A.....	51
Tabel 15: Effekter, virkningsgrader og levetider i scenarie 1B	52
Tabel 16: Økonomiske forudsætninger i scenarie 1B.....	53
Tabel 17: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 1B.....	54
Tabel 18: Effekter, virkningsgrader og levetider i scenarie 2A	55
Tabel 19: Økonomiske forudsætninger i scenarie 2A.....	56
Tabel 20: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 2A.....	57
Tabel 21: Temperatursæt i Aabybro Fjernvarmes forsyningsområde	58
Tabel 22: Effekter, virkningsgrader og levetider i scenarie 2B	60
Tabel 23: Økonomiske forudsætninger i scenarie 2B.....	62
Tabel 24: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 2B.....	62
Tabel 25: Effekter, virkningsgrader og levetider i scenarie 3A	64
Tabel 26: Økonomiske forudsætninger i scenarie 3A.....	66
Tabel 27: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 3A til år 2022	66
Tabel 28: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 3A fra år 2022	67
Tabel 29: Effekter, virkningsgrader og levetider i scenarie 3B	67
Tabel 30: Økonomiske forudsætninger i scenarie 3B.....	69
Tabel 31: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 3B til år 2022	69
Tabel 32: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 3A fra år 2022	69
Tabel 33: Sparet brændselsforbrug til varmeudvidelserne (ved 100% konvertering)	70
Tabel 34: Omkostninger til ledningsnet og fjernvarmeunits	71
Tabel 35: Tilslutningsprocent i hhv. start og sluttilfældet samt opbygningsperioden.....	73
Tabel 36: Følsomhedsanalyse af tilslutningsprocent	77
Tabel 37: Sparet CO ₂ udledning for den marginale produktion til udvidelserne	83

Figurliste

Figur 1: Udviklingen af varmeinstallationer i boliger 1981-2010.....	1
Figur 2: Skitsering af integrationen af forskellige energisektorer.....	3
Figur 3: Udtræk fra BBR data	4
Figur 4: Eksempel på grafisk oversigt over produktionen hen over året.....	12
Figur 5: Illustration af afgiftsforvridningstab	14
Figur 6: Årlig inflationen i Danmark	17
Figur 7: Prognoser for el spotprisen	19
Figur 8: De samfundsøkonomiske brændselspriser der er anvendt i dette projekt.....	20
Figur 9: Elproduktionen i Danmark 2010-2014	22
Figur 10: Brændselssammensætningen af én kWh gennemsnitsstrøm i Danmark i 2015	22
Figur 11: Oversigt over betalingsbalancen i Danmark de seneste 10 år	25
Figur 12: Fuldtidsledige i pct. af arbejdsstyrken	26
Figur 13: Fordeling af bygninger der i dag opvarmes med individuel opvarmning	31
Figur 14: Fordeling af bygninger efter opførelsesperiode	32
Figur 15: Årlig varmeudgift ved at konvertere forskellige individuelle opvarmningskilder	33
Figur 16: Oversigt over Aabybro Fjernvarmeværk i energyPRO	35
Figur 17: Varmebehovet [MW] over året.....	35
Figur 18: Varmeproduktionsmuligheder	37
Figur 19: Oversigt over scenarie 1A i energyPRO	50
Figur 20: Oversigt over scenarie 1B i energyPRO	53
Figur 21: Produktion hvis solfangeranlægget dimensioneres efter udvidelserne	54
Figur 22: Oversigt over scenarie 2A i energyPRO	55
Figur 23: Sammenhæng mellem størrelsen og prisen på et solfangeranlæg	56
Figur 24: Produktion på flis kedlen og varmekorbruget hen over året.....	58
Figur 25: Oversigt over scenarie 2B i energyPRO	59
Figur 26: Det procentvise tab af det maksimale lagerindhold i et damvarmelager.....	60
Figur 27: Sammenhæng mellem volumen og prisen på et damvarmelager	61
Figur 28: Forsimplet diagram for absorptionsvarmepumpen	63
Figur 29: Oversigt over scenarie 3A i energyPRO	65
Figur 30: Oversigt over scenarie 3B i energyPRO	68
Figur 31: Resultater af samfundsøkonomien - HMN's model	74
Figur 32: CO ₂ udledning for den marginale produktion til udvidelserne	75
Figur 33: Udledning af SO ₂ , NO _x og de små partikler	75
Figur 34: De samfundsøkonomiske priser	77
Figur 35: Følsomhedsanalyser (HMN's model) - sammenlignet med grundberegningen.....	79
Figur 36: Følsomhedsanalyser (HMN's model) - sammenlignet med referencen.....	80
Figur 37: Samfundsøkonomiske nutidsværdier (alternativ model)	81
Figur 38: Opdeling af de forskellige økonomiske værdier	82
Figur 39: Opdeling af investeringsomkostningerne.....	83
Figur 40: Udledning af SO ₂ , NO _x , de små partikler og kulilte.....	84
Figur 41: Nutidsværdi af beskæftigelsesvirkningerne over en 20 årig periode.....	85
Figur 42: Følsomhedsanalyser (alternativ model) - sammenlignet med grundberegningen..	86
Figur 43: Følsomhedsanalyser (alternativ model) - sammenlignet med referencen.....	87
Figur 44: Følsomhedsanalyser (ved diskonteringsrente på 2 %).....	89
Figur 45: Følsomhedsanalyser (ved diskonteringsrente på 4 %).....	90
Figur 46: Sammenligning af HMN's model og den alternative model.....	91
Figur 47: Opdeling af de forskellige poster i scenarie 3B	92
Figur 48: Samfundsøkonomiske investeringsomkostninger ved de forskellige metoder	93
Figur 49: Samfundsøkonomisk elpris i Energistyrelsens beregningsforudsætninger	98

INDHOLDSFORTEGNELSE

1 Indledning	1
1.1 Den nuværende danske varmesektor	1
1.2 Den fremtidige danske varmesektor	2
1.3 Problemformulering.....	3
1.4 Projektets ramme og afgrænsning.....	4
1.5 Forskningsstadie	5
1.6 Læsevejledning.....	6
2 Teoretisk ramme og metoder	9
2.1 Choice Awareness	9
2.2 Metoder.....	10
3 Samfundsøkonomi.....	13
3.1 Teoretisk kontekst.....	13
3.2 Metodiske overvejelser	15
4 Beskrivelse af nuværende varmforsyning	31
4.1 Boligmassen med individuel opvarmning i dag	31
4.2 Forbrugerøkonomisk perspektiv	33
4.3 Fjernvarmeværket i dag.....	34
5 Præsentation af scenarierne	37
5.1 Præsentation af varmeproduktionsmuligheder	37
5.2 Interessenters holdninger til fremtidens fjernvarmeproduktion	40
5.3 Scenarierne	43
6 Modelberegninger	49
6.1 Generelle forudsætninger	49
6.2 Scenarie 1A: Flis kedel.....	49
6.3 Scenarie 1B: Flis kedel og absorptionsvarmepumpe.....	52
6.4 Scenarie 2A: Solvarme til grundlast	54
6.5 Scenarie 2B: Solvarme, damvarmelager og absorptionsvarmepumpe	57
6.6 Scenarie 3A: Geotermi – varmeveksling og absorptionsvarmepumpe	62
6.7 Scenarie 3B: Geotermi – varmeveksling og eldreven varmepumpe.....	67
6.8 Brændselsforbrug	70
7 Samfundsøkonomiske resultater	71
7.1 Forudsætninger	71
7.2 Resultater af HMN's model	73
7.3 Følsomhedsanalyser af HMN's model	76
7.4 Resultater af alternativ samfundsøkonomi	80
7.5 Følsomhedsanalyser af alternativ samfundsøkonomi	85
7.6 Sammenligning af de to metoder.....	91
7.7 Delkonklusion	94
8 Den institutionelle strukturs betydning for de politiske målsætninger	97
9 Diskussion og anbefalinger	101
10 Konklusion	105
11 Referencer	107

1 INDLEDNING

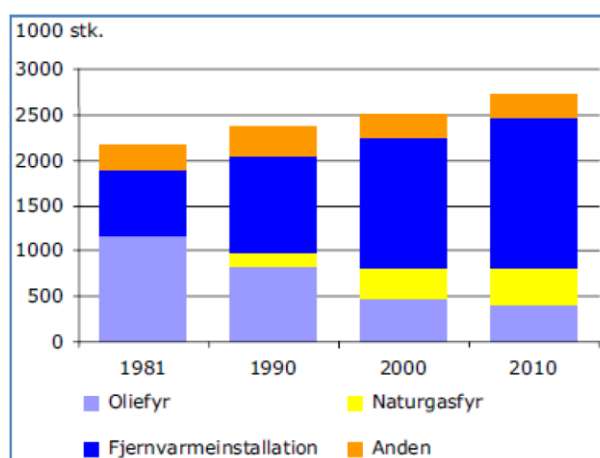
I dette kapitel beskrives de indledende problemstillinger i forbindelse med nærværende projekt. Perspektiverne ved denne indledende beskrivelse leder til problemformuleringen, der indrammer dette speciale. I kapitlet beskrives ligeledes en nærmere afgrænsning, ligesom læseren præsenteres for en vejledning til projektstrukturen.

Mens den tidligere regerings målsætning fokuserede på at Danmark skal være fossilfri i 2050, har den nye regering (Venstre) ændret dette til at Danmark skal være fossilneutral: Danmark skal producere ligeså meget grøn energi, som vi selv forbruger. Dermed kan Danmark stadig bruge fossile brændsler. Til trods for de mindre ambitiøse målsætninger, er det dog nødvendigt stadig at have et fokus på en omstilling fra fossile brændsler til vedvarende energikilder. Varmesektoren er central i den grønne omstilling, og der er et stadig øget fokus på at udskifte de fossile brændsler med vedvarende energikilder. I dette speciale belyses det, hvordan varmesektoren kan medvirke til at imødekomme de politiske målsætninger om en grøn omstilling.

1.1 Den nuværende danske varmesektor

I dette projekt betragtes varmesektoren i Danmark at bestå overordnet af to forsyningsformer: fjernvarme og individuel opvarmning. Det kollektive naturgassystem betragtes som individuel opvarmning i dette projekt.

Varmesektoren er relativ kompleks selv i et forholdsvis lille land som Danmark med en befolkning på 5,7 mio. mennesker og et areal på 43.000 km² (Danmarks Statistik, u.d.). Der anvendes mange forskellige teknologier til opvarmning af de danske huse, herunder alt fra centrale kulfyrede kraftvarmeværker (som Nordjyllandsværket) til decentral naturgas kraftvarmeværker til små individuelle biomasse-drevne kedler (Möller & Lund, 2010). Tidligere var individuelle oliefyr den mest dominerende opvarmningsform, men de senere år har især det kollektive fjernvarmesystem udviklet sig, og er i dag den mest dominerende opvarmningskilde, se Figur 1.



Figur 1: Udviklingen af varmeinstallationer i boliger 1981-2010 (Ea Energianalyse, 2012).

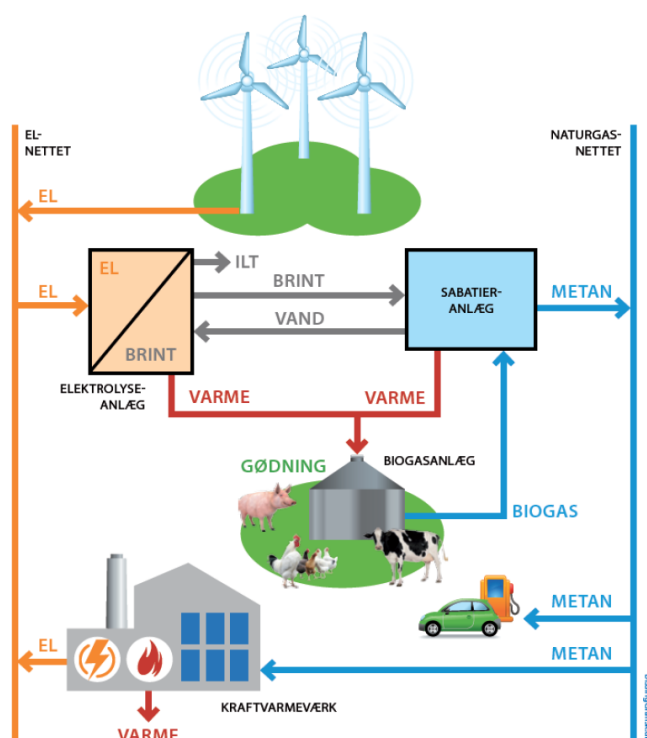
I starten af 2009 udsendte den daværende Klima og Energiminister Connie Hedegaard et brev til kommunerne, hvor de blev opfordret til at undersøge mulighederne for konvertering af individuelle naturgasområder til fjernvarme. Dette skete på baggrund af resultater fra Varmeplan Danmark i 2008/2009, der viste et stort samfundsøkonomisk potentiale for en sådan konvertering (PlanEnergi, 2012). På baggrund heraf er der flere fjernvarmeværker, der har udvidet deres forsyningsområde. I dag forsynes alle større danske byer, de fleste mindre byer og mange landsbyer i Danmark med fjernvarme fra en af de ca. 400 fjernvarmenet, der er i Danmark (Möller & Lund, 2010).

De forskelle der findes i den danske opvarmningsstruktur, er et resultat af over 35 års varmeplanlægning i Danmark. Varmeplanlægningen har været afgørende for varme-sektorens miljøpåvirkning, der er en effekt af bygningernes isoleringsstandard, varme-forsyningsteknologi og energikilde (Möller & Lund, 2010).

1.2 Den fremtidige danske varmesektor

I forbindelse med en omstilling til en varmesektor baseret på vedvarende energi vurderes det relevant at udfase brugen af oliefyr. Derforuden anses fjernvarme for at have en vigtig rolle i fremtidens danske energisystem, da overskydende vedvarende el såsom vindenergi, kan udnyttes i fjernvarmesektoren ved brug af eldrevne varmepumper (Möller & Lund, 2010). Derforuden muliggør fjernvarme en bedre nyttiggørelse af overskudsvarme. Da der er forholdsvist meget CO₂ udledning forbundet med naturgas, kan det diskuteres at det kan være fordelagtig, at erstatte individuel naturgas med fjernvarme, der i stigende grad produceres på CO₂ neutrale brændsler såsom biomasse, industriel overskudsvarme og affald (Energistyrelsen, 2014). Samtidig følger prisen på naturgas, de til tider svingende oliepriser (Möller & Lund, 2010). Derfor kan private forbrugere, såvel som samfundet som helhed, have en interesse i at konvertere til fjernvarme.

Fra et systemmæssigt synspunkt kan det dog være relevant at opretholde naturgasnet-tene i fremtiden, da det bl.a. er fordelagtigt i forhold til at få mere vedvarende fluktue-rende energikilder ind i systemet. Dette kan opnås ved at omdanne el til brint ved elek-trolyse og ved at opgradere biogas til naturgasstandard for derefter at distribuere det gennem naturgasnettet, se Figur 2.



Figur 2: Skitsering af integrationen af forskellige energisektorer (Rudmose, 2015)

Energinet.dk har for nyligt udarbejdet nogle notater om gassens rolle i fremtiden, som bl.a. indeholder en række overvejelser vedrørende fremtiden for gas til individuel opvarmning. I disse analyser konkluderes det, at omstillingen til vedvarende energi vil blive 2-3 milliarder kroner dyrere årligt uden det eksisterende naturgasnet, underjordiske gaslagre, kompressorstationer mv. (Energinet.dk, 2015 [A]). HMN Naturgas påpeger i den forbindelse, at der er flere faste økonomiske poster forbundet med at drive naturgasnettet, og jo færre kunder der er at fordele denne på, jo dyrere bliver det (HMN Naturgas, u.d.). På baggrund af disse interessenters analyser kan det altså konkluderes, at det kan blive dyrt for danskerne at lave denne konvertering af naturgas til fjernvarme, hvis det samtidig medfører at det bliver for dyrt at opretholde naturgasnettene. Det er dog vigtigt i den sammenhæng at påpege at disse to organisationer, som hhv. ejer af gastransmissionsnettet i Danmark og gasdistributionsnettet i en del af Danmark, har en særlig interesse i at opretholde gasnettet.

I nogle områder er det ikke fordelagtigt at udvide fjernvarmeforsyningen, hvis varmetabet f.eks. er større end den effektivitet, der opnås ved fjernvarme frem for individuel opvarmning. Derfor er der blandt forskere og politikere enighed om, at fjernvarmeforsyningen ikke skal dække hele Danmarks opvarmningsbehov.

1.3 Problemformulering

Med udgangspunkt i denne indledende beskrivelse af de udfordringer der eventuelt kan være ved fortsat at udvide fjernvarmeforsyningen, findes det relevant at udarbejde

en analyse af i hvilket omfang, det er samfundsøkonomisk fordelagtigt at udvide fjernvarmeforsyningen.

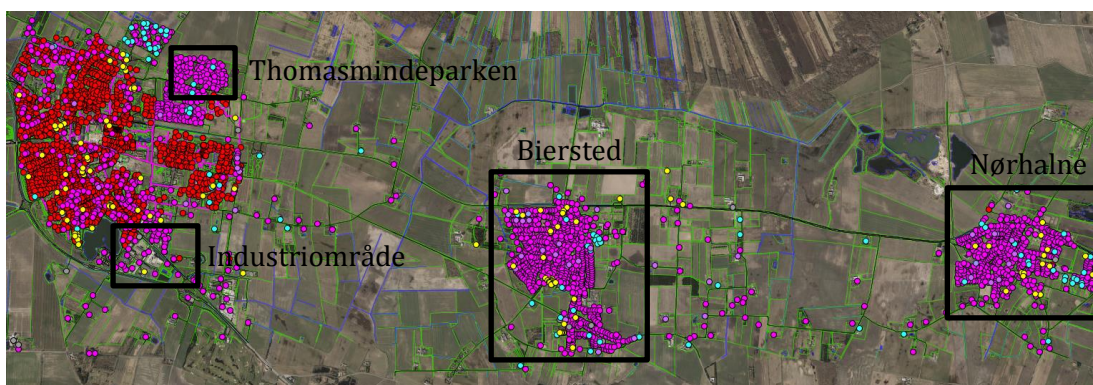
Aabybro Fjernvarmewærk er et af de værker, der er interesserede i at udvide deres forsyningsområde, da minimumslasten på deres flis kedel i princippet er for høj ift. deres nuværende sommerlast (Stenbroen, 2016). I dette projekt anvendes Aabybro Fjernvarmewærk som case for eksemplificering af det beskrevne problem.

På baggrund af det ovenstående tager dette projekt udgangspunkt i følgende arbejds spørgsmål:

Er det samfundsøkonomisk fordelagtigt, at Aabybro Fjernvarmewærk udvider deres fjernvarmeforsyningsområde ved at konvertere individuel opvarmning til fjernvarme?

1.4 Projektets ramme og afgrænsning

For at afgrænse projektet er Aabybro Fjernvarmewærk i et interview (se afsnit 2.2.1 og bilag 1A og 1B) blevet spurgt, hvilke områder de ønsker at konvertere til fjernvarme. På baggrund af dette interview, er de potentielle fjernvarmeudvidelsesområder illustreret på Figur 3.



Figur 3: Udtræk fra BBR data (som forbrugerne selv er forpligtet til at melde ind). De sorte kasser illustrerer konverteringsområderne. De røde prikker repræsenterer eksisterende fjernvarmekunder og de lilla prikker repræsenterer eksisterende individuel naturgaskunder. Forbrugere der råder over en varmepumpe er illustreret ved turkise prikker og elvarme er illustreret med gule prikker. De øvrige forbrugere af individuel opvarmning fremgår ikke af figuren.

Som det fremgår af Figur 3, er der i nærværende projekt fokuseret på det samfundsøkonomiske aspekt ved at konvertere områderne: Thomasmindeparken, Industriområdet samt byerne Biersted og Nørhalne.

Der er tre nuværende naturgaskunder, som bruger procesvarme. Heraf har den ene kun behov for "lavtemperatur" procesvarme, og kan derfor godt konverteres til fjernvarme. Der er en naturgaskunde, som har brug for ca. halvdelen til proces og resten til

opvarmning. Den sidste af de tre naturgaskunder der har behov for procesvarme kan ikke konverteres, da der er behov for højtemperatur. Den kunde, der har behov for 100% højtemperaturs procesvarme, og kunden som for behov ca. halvdelen højtemperaturs proces varme, er ikke medtaget som et konverteringspotentiale. Dette projekt forholder sig ikke til, at det er dyrt at opretholde naturgasnettet for at forsyne disse to kunder, og belyser ligeledes ikke, hvad alternativet er for disse.

1.5 Forskningsstadie

I det nedenstående er der en gennemgang af den aktuelle forskning, der har relevans for emnet, og hvordan dette projekt bidrager til dette.

I december 2008 udgav Energistyrelsen et oplæg til konvertering af naturgas til fjernvarme, som bygger på analyser og vurderinger udarbejdet af Rambøll. Det vurderes i oplægget, at det samlede konverteringspotentiale for landet er af størrelsesorden 7-9 PJ, tilsvarende $\frac{1}{4}$ af det samlede forbrug af naturgas til opvarmning (i 2008). Bag konklusionen ligger der en forudsætning om, at Danmarks selvforsyning af naturgas vil ophøre omkring 2019 (Energistyrelsen, 2008). Denne forudsætning har med nyere forskning vist sig ikke at holde stik. Det forventes, at selvforsyningen kan opretholdes til minimum år 2023 (Dansk Gasteknisk Center, u.d.).

I 2010 udgav to forskere ved Aalborg Universitet, Bernd Möller og Henrik Lund, en artikel, hvori de beskrev potentialet for konvertering af individuel opvarmning til fjernvarme. Analysen bag artikler er udarbejdet i programmet EnergyPLAN. Konklusionen i artiklen er, at en sådan konvertering kan reducere CO₂ udledningen, og samtidig øge fleksibiliteten i energisystemet til at rumme større mængder af vedvarende energi. Analysen foreslår, at fjernvarmen udvides fra ca. 46% (i 2009) til et sted mellem 50% og 70% (Möller & Lund, 2010).

Energinet.dk udgav i december 2011 en rapport, hvori de beskrev samspillet mellem gas, el og varme, herunder konvertering af naturgas til fjernvarme. Konklusion er baseret på hhv. en samfundsøkonomisk og en forbrugerøkonomisk analyse. Konklusionen er, at det, med de forudsætninger der er anvendt, kun kan betale sig samfundsøkonomisk at konvertere 2% fra naturgas til fjernvarme (Energinet.dk, 2011). Årsagen hertil er primært varmetabet i fjernvarmenettet, og det pointeres i rapporten, at varmetabet i fjernvarmenettet ikke kan opvejes af, at eksisterende kraftvarmeværker udnyttes i højere grad. Analyserne er udarbejdet som en screening af landets naturgasdistrikter, og det påpeges, at resultaterne ikke kan anvendes til at afgøre, om det er hensigtsmæssigt at konvertere det enkelte distrikt. Det er forudsat, at naturgas- og olieforbrugere konverteres jævnt over 20 år. Hvis alle forbrugere i stedet blev konverteret umiddelbart efter etableringen af nyt fjernvarmenet, vil det være samfundsøkonomisk fordelagtigt at konvertere 5,5% til fjernvarme ifølge deres beregninger (Energinet.dk, 2011).

Det ovenstående forsknings konklusioner er altså modstridende i forhold til spørgsmålet om hvorvidt, det generelt er samfundsøkonomiske fordelagtigt at konvertere fra naturgas til fjernvarme. Hvor rapporten fra 2008 er udarbejdet af en instans (Energistyrelsen), der varetager energisektoren bredt, og derfor bør være objektive, er rapporten fra 2011 udarbejdet af en instans (Energinet.dk), der samtidig ejer naturgas transmissionsnettet i Danmark, og derfor har en interesse i at bibeholde dette.

Forskningen udarbejdet af Energinet.dk og forskere ved Aalborg Universitet, belyser hele samfundet som helhed, og går ikke ned i et konkret område. I dette projekt udarbejdes en mere dybdegående analyse af det samfundsøkonomiske perspektiv ved at konvertere fra individuel opvarmning til fjernvarme. Dette gøres ved at gå ind i en konkret case og dermed bl.a. analysere produktionsfordelingen og den ændrede produktion ved at konvertere og dermed få nye fjernvarmekunder. Derforuden tager det eksisterende forskning primært udgangspunkt i den klassiske økonomiske tankegang. I dette speciale udfordres den klassiske måde at tænke samfundsøkonomi på. Dette gøres ved at tage udgangspunkt i teorien om "Choice Awareness".

1.6 Læsevejledning

Teorien om "Choice Awareness" beskriver hvordan den offentlige bevidsthed om nye muligheder kan forbedres, hvorfor denne teori danner ramme om projektet. Dette teoretiske udgangspunkt samt de metodiske valg der ligger bag besvarelsen af problemformuleringen, beskrives i kapitel 2. De teoretiske og metodiske overvejelser der ligger bag analysen af samfundsøkonomien, beskrives i kapitel 3.

For at opstille samfundsøkonomien er det nødvendigt at definere referencen. Referencen er beskrevet i kapitel 4.

For at vurdere om det er samfundsøkonomisk fordelagtigt at lave konverteringen, vurderes det nødvendigt at opstille mulige scenarier for, hvordan disse potentielle nye kunder kan forsynes i fremtiden. Valget af disse alternative scenarier belyses i kapitel 5. Kapitel 6 udgør projektets analyse af de marginale produktionsfordelinger ved de forskellige scenarier.

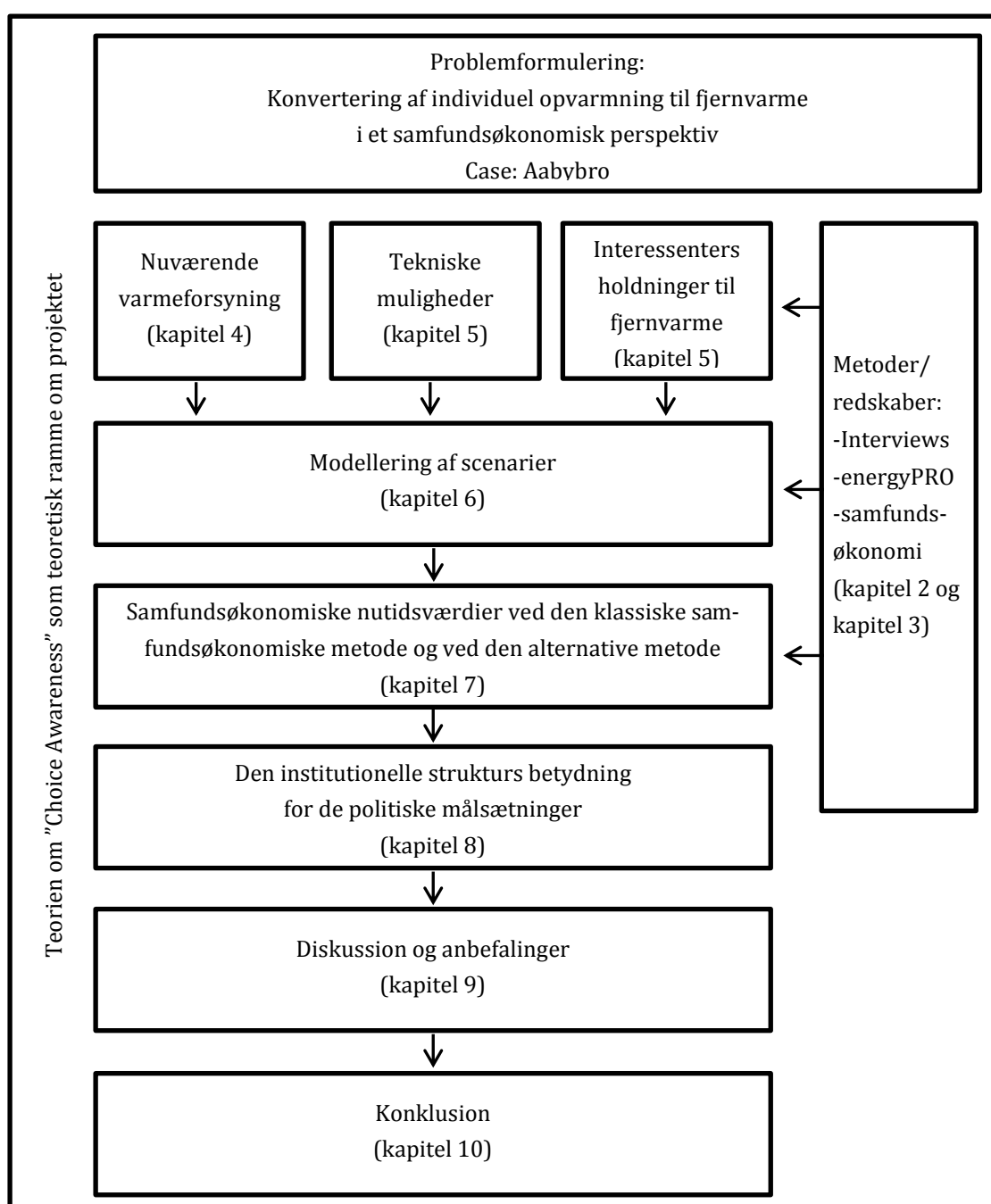
På baggrund af de opstillede scenarier præsenteres resultaterne af de samfundsøkonomiske analyser, både den klassiske og den alternative måde at tænke samfundsøkonomi, i kapitel 7. Som det fremgår af problemformuleringen, analyseres det samfundsøkonomiske perspektiv, mens det selskabsøkonomiske perspektiv ikke er en del af projektet. Forbrugerøkonomien er ligeledes ikke en central del af projektet.

For at den nye måde at tænke samfundsøkonomi på reelt kan implementeres i virkeligheden, kan det være nødvendigt at redefinere den nuværende institutionelle opbyg-

ning. I kapitel 8 argumenteres det at der er nogle offentlige reguleringer, der konflikter med de politiske målsætninger.

Resultaterne, herunder de institutionelle barrierer, diskuteres med udgangspunkt i specialets teoretiske ramme i kapitel 9. Derforuden præsenteres der nogle anbefalinger til, hvordan de politiske målsætninger kan imødekommes.

Alle kapitler indledes med en beskrivelse af formålet med og indholdet i kapitlet. Projektbygningen er illustreret nedenfor.



2 TEORETISK RAMME OG METODER

Dette kapitel har til formål at give en forståelse af teorien bag projektet og de metoder, der er anvendt i projektet til besvarelse af problemformuleringen. Kapitlet er inddelt i to dele; indledningsvist en præsentation af den teori, der er anvendt i projektet og dernæst de metoder, der anvendes i analyserne.

Den teoretiske ramme og de metodiske valg og fravalg for samfundsøkonomien er centrale for projektet, og har derfor fået sit eget kapitel, se kapitel 3 fra side 13.

2.1 Choice Awareness

Teorien om "Choice Awareness" af professor Henrik Lund fra Aalborg Universitet er anvendt i dette projekt.

"Choice Awareness" er en kollektiv opfattelse af at have et ægte valg, hvor der kan vælges mellem reelle muligheder. Dette står i modsætning til et falsk valg, hvor den ene mulighed ikke reelt er en mulighed (Lund, 2014). Et falsk valg kan f.eks. være valget mellem at opvarme en bolig med en naturgaskedel, eller ikke at kunne opvarme en bolig. Her er muligheden for ikke at kunne opvarme en bolig ikke en reel mulighed. Det er altså vigtigt at have et valg. I dette projekt bruges teorien om "Choice Awareness" til at åbne op for folks holdning for nye alternativer.

"Choice Awareness" kan fremmes ved fire strategier, der fører til et samfund, hvor den offentlige bevidsthed er forbedret, og hvor nye alternativer betragtes (Lund, 2014):

1. Tekniske alternativer: Designet, beskrivelsen og formidlingen af de tekniske alternativer er det første skridt til at ændre fokus i den offentlige debat og ændre den generelle opfattelse (Lund, 2014).
2. Økonomiske analyser: Traditionel neoklassisk markedsøkonomi er baseret på opfattelsen om det frie marked, og ifølge teorien om "Choice Awareness" opfylder dette ikke den virkelige markedsøkonomi. I stedet argumenteres det, at økonomien skal ses som en institutionel økonomi, som indeholder en analyse af de sociale, miljømæssige og økonomiske omkostninger (Lund, 2014).
3. Offentlig regulering: Formålet med offentlig regulering er at opnå en situation, hvor aktørerne på markedet handler i overensstemmelse med, hvad der er bedst for samfundet. For at opnå en sådan situation er det nødvendigt at sikre, at den løsning der er bedst for samfundet, også er bedst set fra et forbruger- og virksomhedsøkonomisk synspunkt (Lund, 2014).
4. Demokratisk infrastruktur: En ny demokratisk infrastruktur er nødvendig for at kunne udøve de ovenfor tre nævnte strategier (Lund, 2014).

Problemformuleringen omhandler det samfundsøkonomiske aspekt af konverteringer. For at udfordre den klassiske måde at tænke samfundsøkonomi på (også i energimæssige sammenhænge) anvendes teorien om "Choice Awareness" som ramme om projektet. Med udgangspunkt i de to første strategier præsenteres nogle tekniske alternativer i form af scenarier, ligesom der udføres samfundsøkonomiske analyser af disse scenarier. Der udarbejdes både samfundsøkonomiske analyser med udgangspunkt i den mere traditionelle neoklassiske markedøkonomi, og med udgangspunkt i en institutionel økonomi hvor sociale, miljømæssige og økonomiske aspekter medtages. Dette er i overensstemmelse med argumenterne i teorien om "Choice Awareness". En af de grundlæggende elementer i "Choice Awareness" er at forstå, at de eksisterende opfattelser og organisatoriske interesser forsøger at eliminere alternative muligheder. For at den nye måde at tænke samfundsøkonomi på reelt kan implementeres i virkeligheden, kan det derfor være nødvendigt at redefinere den nuværende institutionelle opbygning. Derfor belyses den nuværende institutionelle opbygning ligeledes.

2.2 Metoder

I dette afsnit præsenteres de specifikke metoder, der er anvendt i projektet: interviews og et modelleringsprogram. For hver af de to metoder gives der en beskrivelse af metoden, herunder formålet med at bruge den.

2.2.1 Interviews

For at belyse de forskellige holdninger til fremtidens varmesektor, herunder om det er samfundsøkonomisk fordelagtigt at lave konvertering af individuel opvarmning til fjernvarme, er der udarbejdet interviews med de to sider af sagen; hhv. repræsentanter for naturgas og repræsentanter for fjernvarme. Det vurderes relevant at udarbejde interviews med begge sider af sagen, da dette giver et mere nuanceret billede af, hvordan varmesektoren kan og skal bidrage til at imødekomme de politiske målsætninger, herunder hvordan dette skal afgøres og besluttet.

Energinet.dk, som er en selvstændig offentlig virksomhed og ejes af den danske stat ved energi-, forsynings- og klimaministeren, ejer og driver det danske gastransmissionsnet. En stor del af Danmarks naturgas distributionsnet ejes af HMN Naturgas. HMN Naturgas er et fælleskommunalt interessentskab, der ejes ligeligt af 32 kommuner i Hovedstadsområdet og 25 kommuner i Midt- og Nordjylland. Disse to virksomheder, Energinet.dk og HMN Naturgas, vurderes derfor repræsentative for at belyse naturgas-siden af projektet. Der er udarbejdet et telefoninterview med Martin Therkildsen, energiplanlægger hos HMN Naturgas (se bilag 3A og 3B). Forinden interviewet fik Martin Therkildsen fremsendt en interviewguide. Derforuden har specialets forfatter været i kontakt med Rasmus Munch Sørensen fra Energinet.dk per e-mail (se bilag 4).

Dansk Fjernvarme er fjernvarmens brancheorganisation, og deres medlemsværker forsyner i dag 1.632.000 boliger med fjernvarme (Dansk Fjernvarme, u.d.). Som bran-

cheorganisation vurderes Dansk Fjernvarme som repræsentativ for at belyse fjernvarme-siden af projektet. Der er udarbejdet et interview med to repræsentanter fra Dansk Fjernvarme, Kim Søgaard Clausen og Rasmus Bundegaard Eriksen. Dette interview blev foretaget i Dansk Fjernvarmens lokaler i Kolding (se bilag 2A og 2B). Der er ydermere udarbejdet et interview med Torben Stenbroen, driftsleder hos Aabybro Fjernvarmeværk, i sammenhæng med en rundvisning på værket (se bilag 1A og 1B). Foruden at høre deres tanker om fjernvarmeudvidelser og fremtidens produktionsformer, havde interviewet til formål at klarlægge nogle spørgsmål om værket.

I interviewene blev de interviewede spurgt til deres holdning til fremtidens varmeforsyning, herunder naturgassens rolle samt hvordan de mener, fjernvarmen eventuelt skal produceres i fremtiden.

Til interviewet med Martin Therkildsen, Kim Clausen og Rasmus Eriksen samt Torben Stenbroen blev der udarbejdet semistrukturerede interviewguides med nogle overordnede spørgsmål. Dette muliggjorde at de interviewede kunne bidrage med yderligere viden, og belyse andre aspekter.

Resultaterne fra de udførte interviews er anvendt som vidensopbygning, for at belyse de to sider af sagen, og anvendes i projektet til at understøtte nogle pointer.

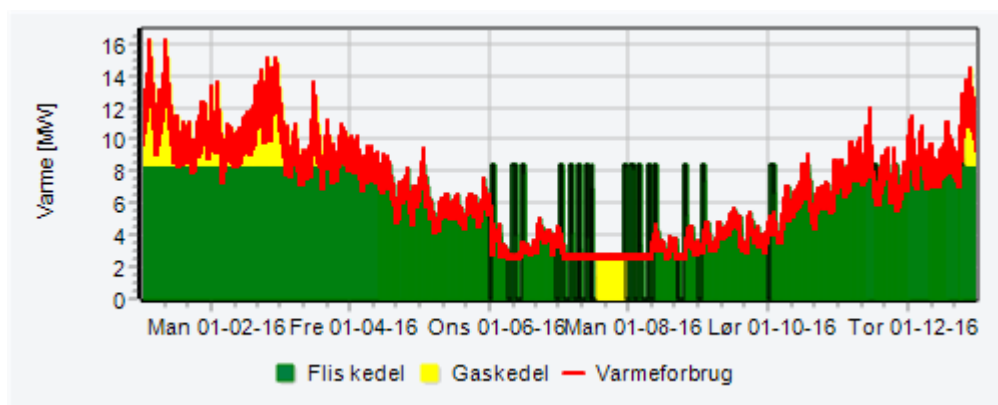
2.2.2 Modelleringsværktøjet energyPRO

For at kunne udarbejde de samfundsøkonomiske analyser for de forskellige opstillede scenarier, er det nødvendigt at kende produktionsfordelingerne i de forskellige scenarier. EnergyPRO anvendes i dette projekt til opnåelse af en marginal forståelse af produktionsfordelingen i nuværende situation samt i de opstillede scenarier. Der er som udgangspunkt anvendt versionen 4.3, men i slutningen af april 2016 udkom version 4.4, der bl.a. muliggjorde at en enhed kan afhænge af flere andre enheder, hvorfor scenarie 3A er modelleret i version 4.4 (se afsnit 6.6).

Programmet

EnergyPRO er et modelleringsværktøj, der bruges til analyse af projekter, hvor både det tekniske og økonomiske aspekt er relevant. Modellen er i stand til at kombinere el og varme fra forskellige energiproducerende enheder. Da programmet er i stand til, fra et økonomiske synspunkt, at modellere hvornår den enkelte enhed skal producere for at imødekomme behovet time for time, er programmet velegnet til analyser af, hvordan en ny enhed vil passe ind i systemet. Denne driftssimulering ligger til grund for de samfundsøkonomiske beregninger.

Resultatet kan f.eks. være en grafisk oversigt over produktionen hen over året, som det ses på Figur 4.



Figur 4: Eksempel på grafisk oversigt over produktionen hen over året

I energyPRO er det muligt at vælge mellem to driftsstrategier: "Minimer netto produktionsomkostninger (NPO)" og "Brugerdefineret driftsstrategi". I NPO driftsstrategien udregnes alle økonomiske værdier (indtægter og udgifter) på baggrund af det inddata, der er givet for alle produktionsenheder. Så meget produktion som muligt placeres hos de billigste enheder. I den brugerdefinerede driftsstrategi regner energyPRO produktionen ved at tage udgangspunkt i den enhed, der har fået højest prioritet. I dette projekt er der anvendt en NPO driftsstrategi, hvis ikke andet er beskrevet.

I energyPRO består det økonomiske inddata af de selskabsøkonomiske værdier, hvorfor produktionsfordelingen ligeledes bestemmes ud fra de selskabsøkonomiske værdier. Da dette projekt tager det samfundsøkonomiske perspektiv i stedet for det selskabsøkonomiske, kan det argumenteres, at produktionsfordelingen i princippet ligeledes skulle bestemmes på baggrund af samfundsøkonomiske værdier. Det er vurderet, at driften af de enkelte enheder sker ud fra et selskabsøkonomisk synspunkt, hvorfor produktionsfordelingen ligeledes bestemmes ud fra de selskabsøkonomiske værdier.

Yderligere detaljer for input og output data fra energyPRO fremgår af bilag 5-11.

3 SAMFUNDSØKONOMI

I dette kapitel beskrives den teoretiske baggrund for udarbejdelse af de samfundsøkonomiske analyser, ligesom det belyses, hvordan de samfundsøkonomiske analyser opstilles i nærværende projekt. Indledningsvist beskrives principperne i den klassiske økonomiske tankegang og i den institutionelle økonomiske tankegang. Dernæst belyses det, hvordan de samfundsøkonomiske analyser udarbejdes i dette projekt.

3.1 Teoretisk kontekst

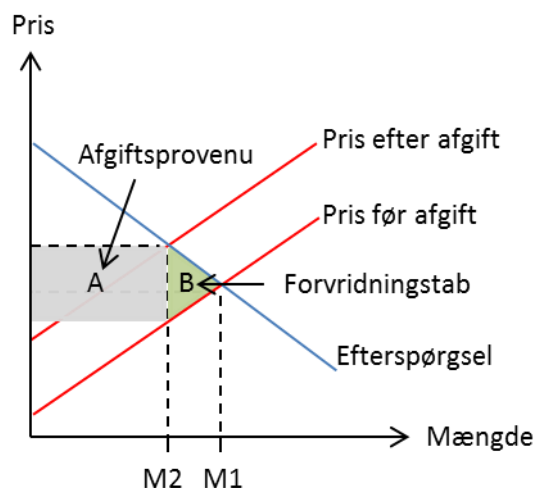
For at det er muligt at lave konvertering fra naturgas- til fjernvarmeforsyning, skal projektet være det samfundsøkonomisk mest fordelagtige projekt jf. *Bekendtgørelse nr. 1124 af 23/09/2015* §6. Finansministeriets udgav i 1999 en *Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger* (Finansministeriet, 1999), som institutioner der laver samfundsøkonomiske vurderinger, herunder kommunerne, forventes at følge. I forlængelse heraf udarbejdede Energistyrelsen i 2005 en *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet* (Energistyrelsen, 2005). I Energistirelsens vejledning er der en række beregningsforudsætning, som skal anvendes ved samfundsøkonomiske analyser på energiområdet. I dette projekt argumenteres det, at disse vejledninger bygger på den dominerende klassisk økonomiske teori.

3.1.1 Klassisk økonomisk teori

Den økonomiske teori der er dominerende i dagens samfund, stammer fra det der betegnes som klassisk økonomisk teori, som ofte regnes for at være introduceret ved Adam Smith. Ifølge klassisk økonomisk teori organiserer det frie markedet sig selv mod den naturlige ligevægt uden noget behov for indgriben udefra (Hvelplund, 2015). Den neoklassiske økonomiske teori bygger videre på denne tankegang.

Bag de modeller som udvikles og anvendes af Det Økonomiske Råd og Finansministeriet, ligger en forudsætning om, at markedet fungerer optimalt (Hvelplund, 2015). Den teoretiske baggrund for de cost-benefit analyser, der skal udarbejdes ved samfundsøkonomiske analyser, er funderet i den klassiske økonomiske tankegang om, at markedet befinder sig i et optimum (Hvelplund, 2015).

Et eksempel på ovenstående statement er det skatteforvridningstab, der ifølge Finansministeriets vejledning, skal indregnes i de samfundsøkonomiske analyser. Den teoretiske begrundelse for at indregne skatteforvridningstabet er illustreret i Figur 5.



Figur 5: Illustration af afgiftsforvridningstab (egen illustration efter (Hvelplund, 2015)).

I figuren er det illustreret, at når prisen pålægges en afgift, får staten et afgiftsprovenu i form af arealet A. Når denne afgift pålægges, vil der, ifølge klassisk økonomisk teori, produceres mindre. Ved at der produceres mindre, går arealet B tabt, hvilket ifølge klassisk økonomisk teori udgør forvridningstab ved en afgift (Hvelplund, 2015).

Bag denne konklusion ligger, at markedet før denne afgift befandt sig i en optimal balance, hvor efterspørgselskurven og priskurven før afgift var "rigtig", og dermed at de hidtidige afgifter ikke har medført et forvridningstab. Hvis ikke forudsætningen er, at der tages udgangspunkt i en optimal balance, giver det ikke mening at snakke om et forvridningstab, da en afgiftsforøgelse et sted muligvis vil medføre en afgiftssænkning andetsteds i økonomien, hvilket vil medføre en forvridningsgevinst. Det kan derfor argumenteres, at det bag vejledningerne for samfundsøkonomisk analyse må være forudsat, at markedet er i optimal balance i udgangspunktet, og derfor bygger på klassisk økonomisk teori.

Den neoklassiske økonomiske teori er kendetegnet ved at tage udgangspunkt i nogle almengyldige antagelser om bl.a. aktørerne, og kan siges at være en standardiseret teori baseret på matematiske sammenhænge (Hvelplund, 2015). Modsat vil den institutionelle økonomi tage udgangspunkt i det konkrete tilfælde.

3.1.2 Institutionel økonomisk tilgang

Den institutionelle økonomi er sværere at redegøre for, da teorierne er mindre formaliserede (Hvelplund, 2015). Generelt kan det dog siges for de institutionelle økonomiske teorier, at institutioner er centrale i økonomien:

"In any economy 'out there' exchange will always be supported by a web of routines, rules, norms, and laws, i.e., by an institutional set-up. This support is so necessary for markets to be able to function that the concept of a pure, institution free market does not seem to make much sense."
(Edquist & Johnson, 1997).

Flere af de især nyere institutionelle økonomer tilpasser nogle af de neoklassiske økonomiske forudsætninger i stedet for at afvise dem. Et eksempel på dette er de økonomiske aktører, ifølge nogle institutionelle økonomer, agerer under begrænset rationalitet i stedet for under fuldstændig rationalitet (Edquist & Johnson, 1997).

3.2 Metodiske overvejelser

I dette projekt er der udarbejdet samfundsøkonomiske analyser ud fra to forskellige metodiske fremgangsmåder. Den første bygger på Finansministeriets og Energistyrelsens vejledninger, og er den metode, der ofte anvendes ved projektforslag. Den anden alternative metode er udarbejdet af specialets forfatter og bygger på nogle mere institutionelle elementer, således at det bl.a. udformes til den konkrete opgave.

HMN Naturgas har udarbejdet et samfundsøkonomisk beregningsark i Excel, som ofte anvendes ved udarbejdelse af projektforslag for konvertering til fjernvarme. Beregningsarket bygger på Finansministeriets og Energistyrelsens vejledninger. I nærværende projekt benyttes dette beregningsark til at analysere det samfundsøkonomiske perspektiv ved en eventuel konvertering fra individuel opvarmning til fjernvarme. Ved at bruge dette beregningsark opnås tilsvarende samfundsøkonomisk resultat som et eventuelt projektforslag vil opnå. Fremadrettet refereres der til HMN's model, når der henvises til Finansministeriet og Energistyrelsens vejledninger.

Der blev i interviewet med Dansk Fjernvarme påpeget, at der var nogle udfordringer ved den måde, man på nuværende tidspunkt udarbejder de samfundsøkonomiske analyser.

"Altså man værdisætter CO₂ prisen, men i og med at vi har jo, igen på grund af krise og så videre, en CO₂ pris der på et eller andet sted ikke matcher virkeligheden. [...] hvis vi vil noget, en politisk målsætning om CO₂ neutralitet, så er man også nødt til at afspejle det i CO₂ prisen på en eller anden måde i de samfundsøkonomiske beregninger [...]. Så kan det godt være at det gør at der er nogle ting der ikke kan lade sig gøre, men man bliver nødt til lige som at sætte pris på og sige at det godt kan være at naturgassen er billig, men CO₂ regnskabsmæssigt så har vi altså en målsætning om at få det ud [...] og så gøre det mere attraktivt for eksempel at sætte solvarme op selv om det på papiret er samfundsøkonomisk dyrt, men så i og med det er CO₂ neutralt så kunne man måske godt vægte det højere "
(citater af Rasmus B. Eriksen, Dansk Fjernvarme).

Formålet med dette projekt er derfor ligeledes at forsøge at tilføre de samfundsøkonomiske analyser nogle af de parametre, som efterlyses. Dette gøres ved at forsøge at sætte samfundsøkonomien ind i en mere institutionel økonomisk ramme. Det er ligeledes i overensstemmelse med teorien om "Choice Awareness".

Som nævnt er de institutionelle økonomiske teorier mindre formaliserede, og det kan være udfordrende at sætte det ind i en konkret beregningsmodel. I dette projekt benyttes den institutionelle tankegang til at inkludere nogle institutionelle elementer i de økonomiske beregninger. Frede Hvelplund har opstillet en teori om innovativ projekt-evaluering, hvor det påpeges, at et projekt afgøres af i hvilken grad, det passer til målsætningerne og organisationen, herunder dets finansielle og arbejdskraftmæssige kapacitet (Hvelplund, 2015). Det påpeges ligeledes, at der ikke findes en generel projekt-evaluering, hvorfor den skal udformes til den konkrete opgave. Når det er bestemt, hvad der skal inddrages i projektevalueringen, skal det vurderes hvilke omkostninger, der skal tillægges de enkelte elementer (Hvelplund, 2015).

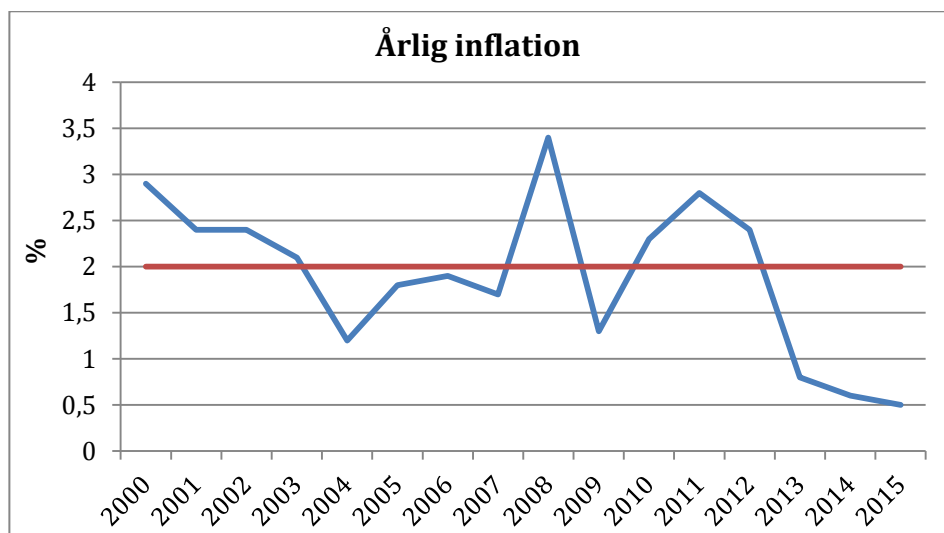
I det nedenstående beskrives det hvilke parametre og forudsætninger, der ligger til grund for beregningerne i de to forskellige metoder.

3.2.1 Diskonteringsrente/kalkulationsrente

Diskonteringsrenten har betydning for det samfundsøkonomiske resultat, da den foranlediger, at indtægter og omkostninger i fremtiden tilregnes en mindre betydning.

Af Bekendtgørelse nr. 1124 af 23/09/2015 om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg §23.2 fremgår det, at der ved samfundsøkonomiske analyser skal benyttes den senest udmeldte diskonteringsrente fra Finansministeriet. Derfor benyttes denne diskonteringsrente i HMN's model. Finansministeriet har udmeldt, at der skal anvendes en diskonteringsrente på 4% i de første 35 år, og som derefter er faldende over tid (Finansministeriet, 2013). I HMN's model er der derfor regnet med en diskonteringsrente på 4% i hele projektets tidshorisont.

Diskonteringsrenten er et udtryk for realrenten, altså renten renset for inflation. Målsætningen i Europa er en inflation på 2% p.a., og med en fast valutakurspolitik kan det forventes, at den danske inflation ligeledes nogenlunde vil være 2% p.a. Siden 2014 har inflationen i Danmark været lavere end de 2% p.a., se Figur 6.



Figur 6: Årlig inflationen i Danmark (indeks, 1900=100) (Danmarks Statistik, u.d.).

En diskonteringsrente på 4% er dermed tilsvarende en markedsrente (nominel rente) på 6% p.a. Det vurderes at fjernvarmeværker med kommunegaranti kan låne til 2-4%, hvilket er tilsvarende en diskonteringsrente på 0-2% p.a. ved en inflation på 2%. I Aabybro forventes det, at investeringen kan finansieres ved en lånerente på ca. 1,7% (NIRAS, 2016), hvilket er tilsvarende en diskonteringsrente, der i princippet er negativ ved en inflation på 2%. Selv hvis inflationen er lige så lav som de senere år, er det tilsvarende en diskonteringsrente på 1%.

Det kan ydermere diskuteres, om energi og infrastruktur generelt skal opfylde samme afkast som andre sektorer, da disse sektorer er fundamentale for, at andre sektorer fungerer, og at afkastet eventuelt bør ligge i de andre sektorer i stedet. Denne diskussion uddybes ikke nærmere i dette projekt, men er endnu et argument for, at der ikke nødvendigvis skal anvendes en diskonteringsrente på 4% i energiprojekter.

De alternative samfundsøkonomiske analyser i nærværende projekt er karakteriseret ved at anvende lavere diskonteringsrente. For sammenlignelighedens skyld udarbejdes der dog analyser med den diskonteringsrente, som Finansministeriet har offentliggjort. Der udarbejdes derfor analyser med følgende diskonteringsrenter: 0%, 2% og 4% i den alternative økonomi.

3.2.2 Skatteforvridningstab

Det er beskrevet i Energistyrelsens vejledning, at der skal indregnes et skatteforvridningstab på 20% i de samfundsøkonomiske beregninger (Energistyrelsen, 2005). Derfor er et sådant skatteforvridningstab medtaget i HMN's model til beregning af samfundsøkonomi.

Brugen af skatteforvridning vurderes at være i modstrid med de politiske målsætninger om udfasning af fossile brændsler. Det skyldes, at afgifter anses som et politisk

værktøj til at udfase fossile brændsler, da afgifterne medfører en større omkostning ved brugen af brændslet, og dermed som et incitament til at værkerne/eller forbrugerne skal vælge et andet brændsel. Hvis vedvarende energikilder uden afgifter substituerer fossile brændsler med afgifter, medfører det en omkostning i den samfundsøkonomiske analyse i form af skatteforvridningsfaktoren. Det kan altså argumenteres, at hårdt beskattede brændsler favoriseres i de samfundsøkonomiske analyser frem for ikke beskattede brændsler. I sidste ende betyder det, at det kan være svært, eller umuligt, at substituere fossile brændsler med vedvarende energikilder, hvilket er i modstrid med de politiske målsætninger. Dette modarbejder det tredje punkt i teorien om "Choice Awareness".

Som beskrevet i afsnit 3.1.1 forudsætter brugen af skatteforvridning, at der som udgangspunkt er ligevægt i økonomien. Økonomien er ifølge den institutionelle økonomiske tankegang, en konsekvens af den institutionelle struktur, hvorfor der ikke tages udgangspunkt i en økonomi i ligevægt. Et eksempel på at økonomien er en konsekvens af den institutionelle struktur er ændringer i afgifter. NO_x afgiften ændres pr. 1. juli i år (2016) fra nogenlunde det niveau, der var i 2015 til næsten ingenting. Et andet eksempel er forsyningsafgiften, der blev indført efter energiaftalen i 2012, men blev tilbagerullet i 2014. Da den alternative samfundsøkonomi, der er opstillet i nærværende projekt, er udarbejdet på baggrund af en mere institutionel økonomisk tankegang, antages økonomien at være en konsekvens af den institutionelle struktur, og derfor at økonomien som udgangspunkt, ikke er i ligevægt. Derfor giver det ikke mening at snakke om skatteforvridning, hvorfor denne faktor ikke er medregnet i den alternative samfundsøkonomi.

3.2.3 Nettoafgiftsfaktor

Samfundsøkonomiske analyser har til formål, at opgøre konsekvenserne som et projekt vil bevirke for borgernes forbrugsmuligheder, og dermed at opgøre værdien ud fra borgernes præferencer. Modsat den selskabs- og brugerøkonomiske analyse afspejler den samfundsøkonomiske analyse ikke de faktiske pengestrømme, men borgernes betalingsvillighed, som er bestemt af de ændrede forbrugsmuligheder, som et projekt forårsager. Dermed skal alle priser opgøres i forbrugerpriser, hvilket gøres ved at gange faktorpriserne med 1,17 (Finansministeriet, 1999).

Som det beskrives nedenfor er omkostningerne til $\text{CO}_2/\text{CH}_4/\text{N}_2\text{O}$ udledningen i den alternative samfundsøkonomi ikke den nuværende markedsbaserede kvotepris, men i stedet en skadesvirkning. Derfor skal nettoafgiftsfaktoren ikke regnes på denne i den alternative samfundsøkonomi. I HMN's model baseres omkostningen til $\text{CO}_2/\text{CH}_4/\text{N}_2\text{O}$ udledningen på kvoteprisen, hvor der er tale om faktorpriser.

I HMN's model regnes nettoafgiftsfaktoren på 17% på alle brændselspriser, investeringer, driftsomkostninger og på $\text{CO}_2/\text{CH}_4/\text{N}_2\text{O}$ omkostninger. I den alternative samfunds-

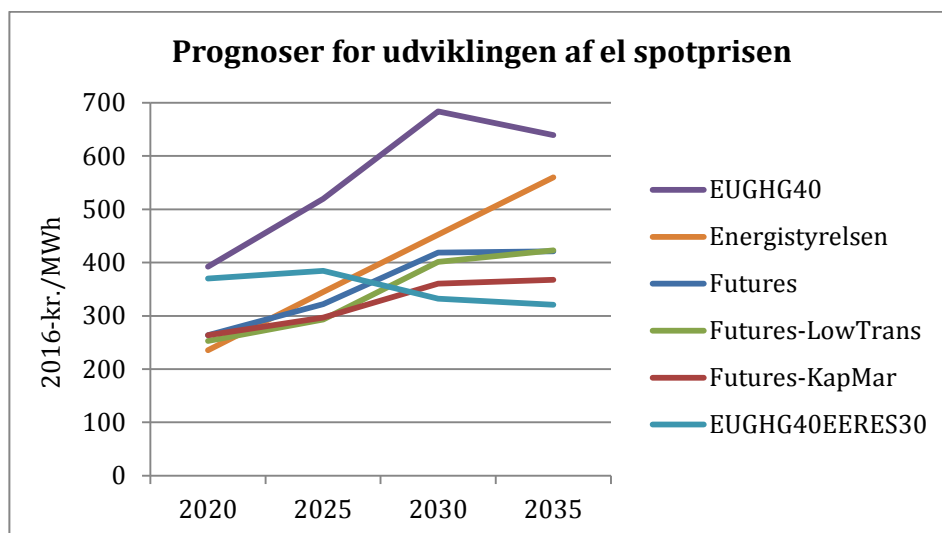
økonomi regnes nettoafgiftsfaktoren på 17% af investeringsomkostningerne, driftsomkostningerne og brændselspriserne.

3.2.4 Brændselspriser

I dette projekt (både i HMN's model og i den alternative samfundsøkonomi) bygger brændselspriserne (naturgas-, flis-, træpille-, og olieprisen) på Energistyrelsens brændselspriser fra 2016. Disse brændselspriser bygger på IEA's opgørelse af den rå brændselspris, men derforuden er der medregnet samfundsøkonomiske meromkostninger til transport, lager og avancer. Disse er estimeret af EA Energianalyse (Energistyrelsen, 2016). I HMN's model bygger den samfundsøkonomiske elpris ligeledes på Energistyrelsens brændselspriser fra 2016.

Elpris i den alternative samfundsøkonomi

I de senere år er der sket et fald i el spotprisen, hvilket til dels skyldes den såkaldte merit-order effekt. Denne effekt skyldes, at de forskellige el producerende enheder byder ind på elmarkedet ved dets marginale driftsomkostninger. Da de vedvarende el producerende enheder såsom vindmøller og solceller er karakteriseret ved lave marginale driftsomkostninger, presses elprisen ned, jo flere der installeres af disse (Energinet.dk, 2014). Der er flere forskellige fremskrivninger for el spotprisen.



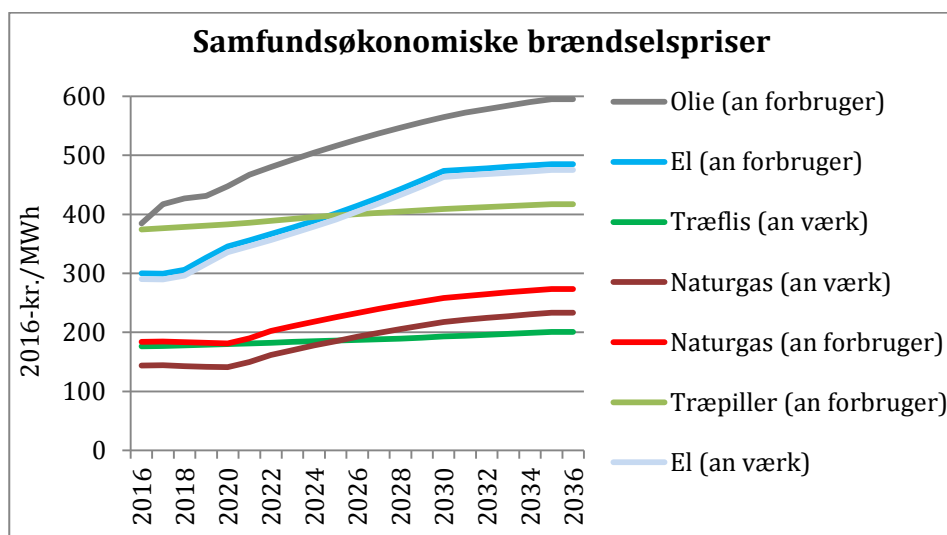
Figur 7: Prognoser for el spotprisen (Dansk Energi, 2015 [A]) (Energistyrelsen, 2016).

Til beregning af den samfundsøkonomiske pris for el i den alternative samfundsøkonomi er der taget udgangspunkt i den gennemsnitlige el spotpris for 2015. El spotprisen er fra 2015 til 2020 fremskrevet ved Energistyrelsens forventning til udviklingen i el spotprisen (Energistyrelsen, 2016). Fra 2020 til 2035 er el spotprisen fremskrevet ved et gennemsnit af de forskellige prognoser, som fremgår af Figur 7.

El spotprisen er tillagt omkostninger til nettab og til distribution. Der er regnet med et nettab på 5% (Energinet.dk, u.d.). Distributionsomkostningen for private forbrugere er

sat til 10,90 øre/kW. Til elforbruget til varmepumpen i scenarie 3B samt til elforbruget til pumperne i scenarie 3A og 3B (se senere beskrivelse af scenarier), er distributionsomkostningen sat til 9,90 øre/kWh (Dansk Energi, 2015 [B]). Omkostninger til abonnement og transmission betragtes som sunk costs.

De samfundsøkonomiske brændselspriser der anvendes i den alternative samfundsøkonomi, fremgår af Figur 8.



Figur 8: De samfundsøkonomiske brændselspriser der er anvendt i dette projekt

I interviewet med repræsentanter fra Dansk Fjernvarme blev der efterspurgt varierende elpriser i de samfundsøkonomiske analyser. Dette kan i princippet indregnes ved en antagelse om, at varmepumpen vil køre i de timer, hvor der er billigst strøm og de samfundsøkonomiske omkostninger derfor, på årsbasis, vil være lidt lavere end ellers antaget. Hvis dette skal indregnes for de individuelle varmepumper forudsætter det, at det antages, at ejerne af disse enten har et lager, der er tilstrækkeligt til at køre varmepumpen fleksibelt, eller alternativt har en anden supplerende varmekilde, der kan producere i de timer, hvor elprisen er høj. Samtidig forudsætter det, at der installeres det nødvendige it-udstyr til at kunne drive varmepumperne fleksibelt. Energinet.dk har udarbejdet en analyse af den økonomiske gevinst ved at styre individuelle varmepumper fleksibelt. Her var konklusionen, at den årlige besparelse er under 300 kr., og det er ekskl. en investering i automatikudstyr (Energinet.dk, 2011). Denne analyse er udarbejdet på baggrund af el spotpriser i DK Vest i 2008 og 2009 og med lavere elpris og et mindre udsving i elprisen, vurderes det, at denne besparelse i dag i hvert fald ikke er større. På baggrund af det, vurderes det, at de individuelle varmepumper ikke drives på baggrund af el spotprisen, hvorfor der ikke indregnes en fleksibel elpris i de samfundsøkonomiske analyser. Hvis den nuværende afgiftsstruktur, hvor selve el spotprisen udgør en lille del af den samlede el omkostning, ændres, kan det medføre en større besparelse ved at drive varmepumpen fleksibelt.

3.2.5 Emissioner

I HMN's model er emissionerne beregnet på baggrund af Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger fra 2016.

I den alternative samfundsøkonomi tages der udgangspunkt i emissioner opgjort af DCE (Nationalt Center for Miljø og Energi) (Aarhus Universitet, 2016). For flis kedel til fjernvarmeproduktion tages der dog udgangspunkt i de garantidata, der er givet i forbindelse med etableringen af flis kedlen i Aabybro:

Tabel 1: Emissions garantiværdier for flis kedlen i Aabybro

CO	625	mg/Nm ³
NO _x	300	mg/Nm ³
Støvemission	100	mg/Nm ³

Emissionerne angivet i mg/Nm³ er omregnet ved følgende formel:

$$EMF_{g/GJ} = \frac{EMF_{mg/m^3} \cdot 0,272379 \cdot 21}{21 - O_2}$$

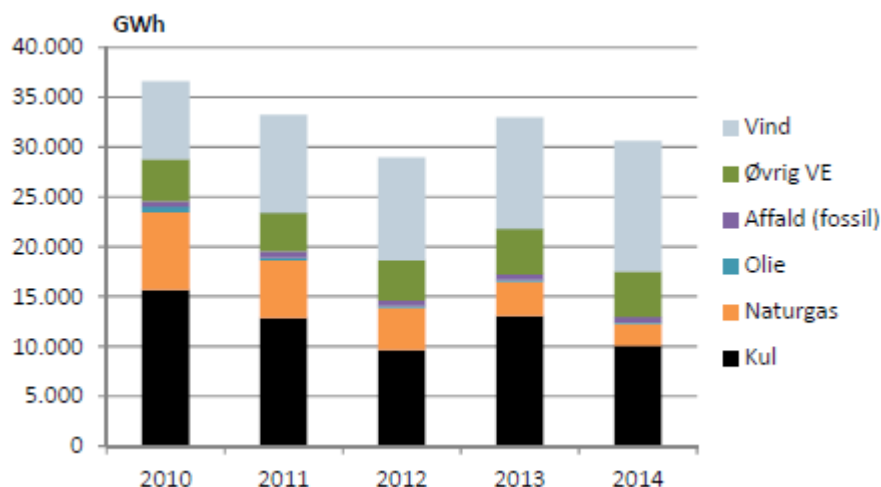
Hvor EMF_{mg/m^3} er emissionsfaktoren i mg/m³. O₂ er den iltprocent som emissionsfaktoren i mg/m³ er anført ved (her 7). Den korrigerede brændselsspecifikke konstant er angivet ved et fugtindhold på 45%.

Tabel 2: Oversigt over emissionskoefficienter benyttet i den alternative samfundsøkonomi

	CO ₂ [kg/MWh]	CH ₄ [g/MWh]	N ₂ O [g/MWh]	CO ₂ ækvivalenter [kg/MWh]	SO ₂ [g/MWh]	NO _x [g/MWh]	PM _{2,5} [g/MWh]	CO [g/MWh]
Fjernvarme								
Naturgas (kedel)	205,0	1.731,6	2,1	254,1	1,8	486,0	0,6	208,8
Træflis (kedel)	0,0	1.080,0	14,4	34,1	468,0	441,3	147,1	919,3
Individuel opvarmning								
Naturgas (kedel)	72,0	3,6	3,6	73,1	1,5	92,2	0,4	72,0
Træpiller (kedel)	0,0	331,2	14,4	13,1	39,6	273,6	1.206,0	7.606,8
Olie (fyr)	286,2	14,4	2,2	287,1	360,0	496,8	9,0	54,0

For den alternative samfundsøkonomi bygger udledningen af CO, SO₂, og NO_x ved elforbrug på Energistyrelsens tal. Energistyrelsens tal for emissioner for el bygger på en fremskrivning af el produktionen i perioden. Emissionstallene for produktion er omregnet til et emissionstal for forbrug ved at medregne nettabet, der er sat til 5% i dette projekt (Energinet.dk, u.d.). Der er ikke opgivet nogle emissionstal for de små partikler

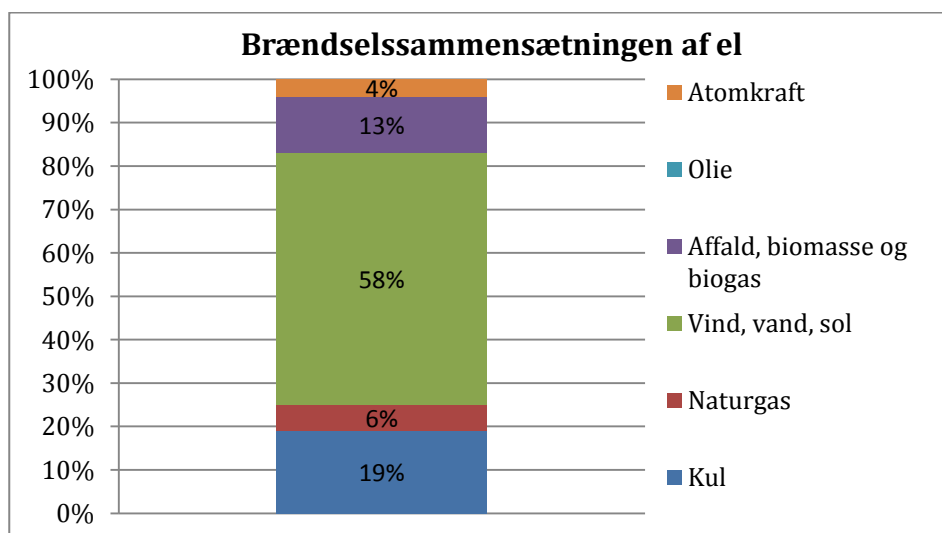
og kulilte. Hvis der udelukkende ses på den danske el produktion, er der en stor andel af vedvarende energi, se Figur 9.



Figur 9: Elproduktionen i Danmark 2010-2014 (Energinet.dk, 2015 [B]).

Da Danmark er forbundet med flere andre europæiske lande via elkabler, består det el der forbruges i Danmark af et mix af det dansk producerede el, og af det el der produceres andre steder i Europa.

I den alternative samfundsøkonomi er emissionstallet for de små partikler og kulilte baseret på Energinet.dk' miljødeklaration for én kWh el, der i 2015 i gennemsnit bestod af brændselssammensætningen, der fremgår af Figur 10.



Figur 10: Brændselssammensætningen af én kWh gennemsnitsstrøm i Danmark i 2015 (Energinet.dk, u.d.).

Grundet manglende information om udviklingen af emissionstallet for de små partikler og kulilte, er disse baseret på 2015 niveau og ikke fremskrevet i perioden. Denne fejl-

kilde vurderes at være marginal og ikke at have en afgørende betydning for projektets konklusioner.

3.2.6 Miljømæssige omkostninger

I HMN's model er emissionsomkostningerne beregnet på baggrund af Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger fra 2016.

I Energistyrelsens beregningsforudsætninger for samfundsøkonomi er der angivet, at reduktionen i CO₂-udledning skal baseres på CO₂-kvoteprisen i stedet for skadesvirkningerne. I den alternative samfundsøkonomi argumenteres det, at udledningen skal baseres på den reelle skadesvirkning i stedet for en international handelsværdi, der de senere år har været meget lav. Førhen blev CO₂-udledning beskrevet ved skadesvirkningen og i 2002 anvendte Det Økonomiske Råd en skadesvirkningsomkostning ved CO₂-udledning på 270 DKK/ton (2002-priser) (Det Økonomiske Råd, 2002). I den alternative samfundsøkonomi anvendes dette som skadesomkostningen ved CO₂-udledning. Det Miljøøkonomiske Råd beskrev da også i deres rapport "Økonomi og Miljø 2016", at kvoteprisen forventes at være ca. 300 DKK/ton (2015-priser) i 2050, og dermed forventes det at kvoteprisen på langt sigt vil afspejle skadesvirkningerne (Det Miljøøkonomiske Råd, 2016).

I den alternative samfundsøkonomi bygger de samfundsøkonomiske effekter af CO, SO₂, NO_x og PM_{2,5} udledningen for hhv. fjernvarmeværker og individuelle anlæg på tal fra Miljø- og Fødevareministeriets nøgletalskatalog (Miljø- og Fødevareministeriet, 2015). I deres beregninger er der taget hensyn til f.eks. stigende velstand (målt som BNP pr. indbygger), og effekterne er fremskrevet for at sundhedsomkostningerne ikke skal falde relativt til den øvrige økonomi.

Tabel 3: Samfundsøkonomiske effekter af emissioner i alternativ samfundsøkonomi

	Kraftvarme- og fjernvarmeværker					Forbrænding i husholdninger til boligopvarmning				
	CO ₂ [DKK/ton]	SO ₂ [DKK/kg]	NO _x [DKK/kg]	PM _{2.5} [DKK/kg]	CO [DKK/kg]	CO ₂ [DKK/ton]	SO ₂ [DKK/kg]	NO _x [DKK/kg]	PM _{2.5} [DKK/kg]	CO [DKK/kg]
2016	358,3	10,3	7,1	23,6	0,0	358,3	29,7	18,9	86,3	0,0
2017	358,3	10,5	7,3	24,1	0,0	358,3	30,4	19,3	88,3	0,0
2018	358,3	10,7	7,5	24,7	0,0	358,3	31,1	19,8	90,3	0,0
2019	358,3	11,0	7,6	25,2	0,0	358,3	31,7	20,2	92,2	0,0
2020	358,3	11,2	7,8	25,7	0,0	358,3	32,3	20,6	93,9	0,0
2021	358,3	11,3	7,9	26,1	0,0	358,3	32,8	20,9	95,4	0,0
2022	358,3	11,5	8,0	26,4	0,0	358,3	33,2	21,2	96,6	0,0
2023	358,3	11,6	8,1	26,8	0,0	358,3	33,6	21,4	97,8	0,0
2024	358,3	11,8	8,2	27,0	0,0	358,3	34,0	21,7	98,9	0,0
2025	358,3	11,9	8,3	27,3	0,0	358,3	34,4	21,9	99,9	0,0
2026	358,3	12,0	8,4	27,6	0,0	358,3	34,7	22,1	101,0	0,0
2027	358,3	12,1	8,4	27,9	0,0	358,3	35,1	22,4	102,0	0,0
2028	358,3	12,3	8,5	28,2	0,0	358,3	35,5	22,6	103,3	0,0
2029	358,3	12,4	8,6	28,6	0,0	358,3	35,9	22,9	104,4	0,0
2030	358,3	12,6	8,7	28,9	0,0	358,3	36,3	23,1	105,6	0,0
2031	358,3	12,7	8,8	29,2	0,0	358,3	36,7	23,4	106,6	0,0
2032	358,3	12,8	8,9	29,4	0,0	358,3	37,0	23,6	107,7	0,0
2033	358,3	12,9	9,0	29,7	0,0	358,3	37,4	23,8	108,7	0,0
2034	358,3	13,1	9,1	30,0	0,0	358,3	37,7	24,0	109,7	0,0
2035	358,3	13,2	9,2	30,3	0,0	358,3	38,1	24,3	110,7	0,0
2036	358,3	13,3	9,3	30,6	0,0	358,3	38,5	24,5	111,8	0,0
2037	358,3	13,4	9,3	30,9	0,0	358,3	38,8	24,7	112,9	0,0

Som det fremgår af Tabel 3 er omkostningerne højere ved emissioner for forbrænding til boligopvarmning end for fjernvarmeværker.

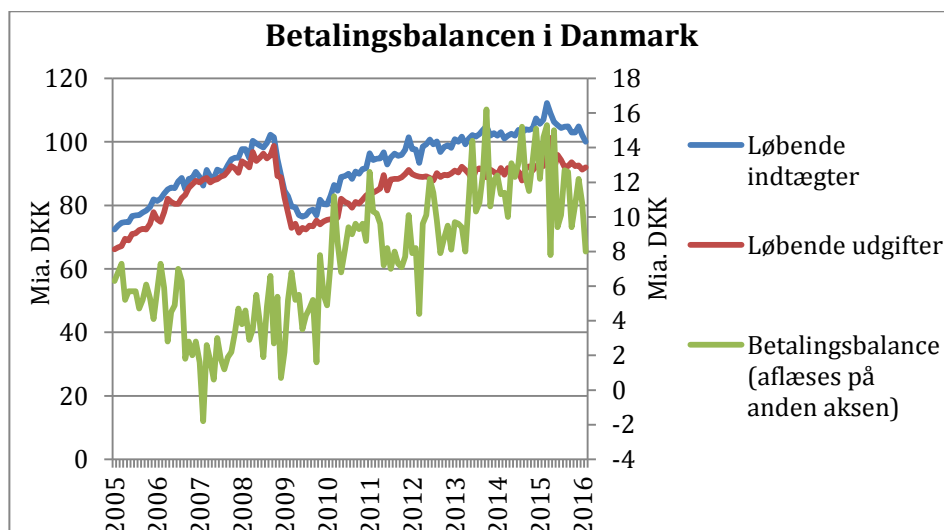
3.2.7 Effekt på valuta og beskæftigelsesområdet

Effekten på valuta- og beskæftigelsesområdet er ikke medtaget i HMN's model.

Effekt på valutaområdet

Det afgørende for hvilken effekt en investering på energiområdet har på valutaområdet, skal bl.a. ses i sammenhæng med Danmarks udlandsgæld og betalingsbalance. Hvis der er et underskud på betalingsbalancen og/eller en markant udlandsgæld, må det formodes, at der er en høj politisk prioritering af valutabesparende eller eksportgenerende projekter (Lund, et al., 1985).

Betalingsbalancen udtrykkes ofte ved den løbende konto, der beskriver, om der er anvendt mere eller mindre til forbrug og investeringer, end de indkomster der er til rådighed i Danmark.



Figur 11: Oversigt over betalingsbalancen i Danmark de seneste 10 år. Betalingsbalancen er illustreret ved forskellen mellem de løbende indtægter og udgifter. Egen produktion efter (Danmarks Statistik, u.d.).

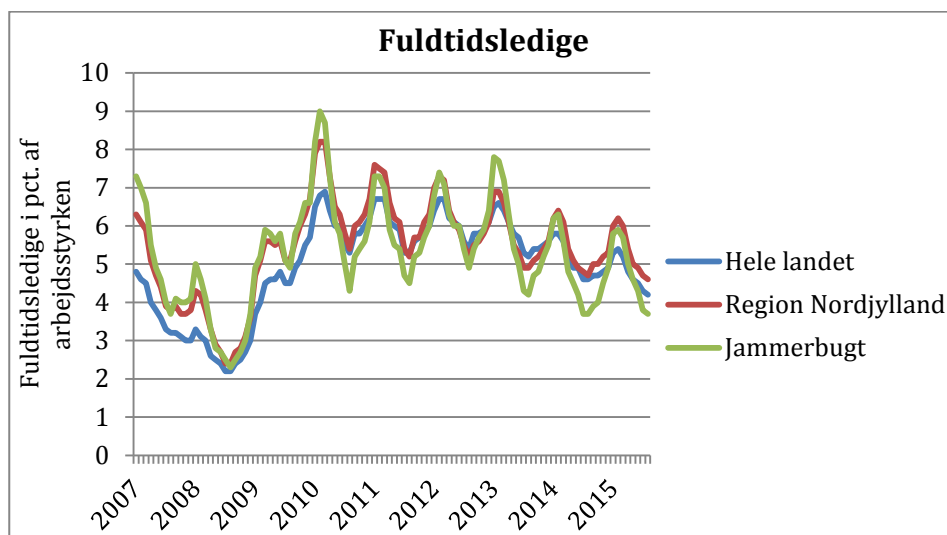
Som det fremgår af Figur 11, har der været et overskud på betalingsbalancen de seneste år. Denne tendens har overordnet været gældende siden 1990. Danmark har derfor haft en udlandsformue i stedet for udlandsgæld siden 2009, hvorefter formuen har været stigende (Danmarks Statistik, 2014).

På baggrund af den nuværende betalingsbalance og udlandsformue vurderes det ikke relevant at inddrage valutaeffekten i anlægsinvesteringen. Om det skal medregnes i driftsperioden, afhænger af om den nuværende situation ændres til en situation med underskud på betalingsbalancen og nettogæld i projektperioden. Danmark har de senere år befundet sig i en lavkonjunktur, men det vurderes i dette projekt, at der sker et økonomisk opsving i Danmark i årene fremover (Finans, 2015). Overskuddet på betalingsbalancen de senere år skyldes primært en bruttoopsparing i dansk økonomi, som overstiger de indenlandske investeringer. Denne kommer primært fra den private opsparing, og kan føres tilbage til den økonomiske krise efter 2008, som dæmpede den private efterspørgsel (Social- og Indenrigsministeriet, 2013). Når der sker et opsving i økonomien, kan det forventes at der sker en stigning i importen og hvis den stiger mere end eksporten medfører det et mindre betalingsbalanceoverskud. Selv hvis betalingsbalancen forringes, er det ikke nødvendigvis sikkert, at den bliver negativ. Forbliver den positiv, er det knap så relevant at inddrage valutaeffekten. I dette projekt opgøres den valutariske nuværdi ikke.

Effekt på beskæftigelsen

Når der investeres i nogle teknologier, kan det medføre at der skabes job. Ved at investere i en teknologi hvor der anvendes et dansk brændsel fremfor et importeret brændsel, skabes der job i Danmark. Der kan ydermere skabes nogle job, når den nye teknolo-

gi skal produceres. Både nationalt og lokalt er der interesse for at skabe arbejdspladser. For at skabe disse arbejdspladser er det nødvendigt, at der er nogle arbejdsløse indenfor arbejdsstyrken, der kan varetage disse jobs. Der er flere årsager til ledighed, både i form af lønnen (konjunkturledighed) og mobilitetsmæssige årsager (strukturledighed) (Biede, et al., 2011). Ledigheden i hhv. Danmark, Region Nordjylland og i Jammerbugt Kommune fremgår af Figur 12.



Figur 12: Fuldtidsledige i pct. af arbejdsstyrken. Egen produktion efter (Danmarks Statistik, u.d.).

Det fremgår af Figur 12 at der både i Region Nordjylland, Jammerbugt Kommune og for hele landet er en andel af arbejdsstyrken der er fuldtidsledige. Der har generelt været flere fuldtidsledige i procent af arbejdsstyrken i Region Nordjylland sammenlignet med hele landet. Andelen af fuldtidsledige sammenlignet med arbejdsstyrken har været svingende for Jammerbugt Kommune sammenlignet med regionen og hele landet.

På baggrund af ovenstående antages det, at der vil være tilgængeligt arbejdskraft. Historisk har der aldrig været fuld beskæftigelse¹ i den danske økonomi, og det vurderes usandsynligt, at dette vil være tilfældet i fremtiden. I tilfælde af at der er fuld beskæftigelse indenfor energiområdet, kan det være nødvendigt at omskole ledige i andre sektorer. Omkostningen til en sådan eventuel omskoling er ikke medregnet i nærværende projekt.

¹ Med fuld beskæftigelse forstås her som at alle indenfor arbejdsstyrken er i arbejde og at der dermed ikke er nogle arbejdsløse. I økonomisk optik defineres fuld beskæftigelse oftest som værende når ledigheden i samfundet når ned på 5% (Børsen, 1998). Ved denne definition har der derfor været fuld beskæftigelse i Danmark.

Beskæftigelseseffekt i anlægsfasen

I dette speciale er beskæftigelseseffekterne ved anlægsfasen vurderet på baggrund af et projekt omhandlende beskæftigelseseffekterne ved energiteknologier udført i 1985 (Lund, et al., 1985). I dette projekt bygger forholdet mellem importindhold og dansk lønandel på nævnte projekt fra 1985 (se bilag 16 for beregninger). Det erkendes, at dette forhold kan have ændret sig siden, men vurderes at være repræsentativt for de teknologier, der er anvendt i nærværende projekt.

I projektet vurderes det relevant at indregne den regionale beskæftigelseseffekt ved forskellige teknologier i de samfundsøkonomiske analyser. For projektet er der, med udgangspunkt i den danske beskæftigelseseffekt, derfor estimeret en regional beskæftigelseseffekt for Nordjylland ved de forskellige teknologier i projektet.

Foruden import og dansk lønandel fremgår der af analysen fra 1985 ydermere et restbeløb, som er investeringer i bygninger og maskiner samt ydelser til banker, forsikringer m.v. Restløbet indeholder derfor også danske arbejds lønninger (Lund, et al., 1985). Til vurdering af de danske beskæftigelseseffekter er det vurderet, at 75% af restindkomsten er en dansk beskæftigelsesvirkning. Dette skøn bygger på en opdateret analyse af regionale beskæftigelseseffekter ved forskellige energiteknologier, som ansatte ved Aalborg Universitet udførte i 2011 (Hvelplund & Lund, 2011), med en antagelse om at de fleste anlæg opstilles af danske virksomheder.

Der fremgår ikke nogle beskæftigelsestal for geotermiske anlæg til fjernvarmeformål eller til varmevekslere i rapporten fra 1985. I analysen fra 2011 (Hvelplund & Lund, 2011) er der estimeret et forhold mellem import og dansk lønandel for geotermi. Dette projekt tager udgangspunkt i disse tal til estimering af beskæftigelseseffekten ved etablering af geotermiske anlæg. For varmevekslere er der taget udgangspunkt i samme fordeling som for varmepumper i analysen fra 2011 (Hvelplund & Lund, 2011), da denne fordeling vurderes repræsentativ.

For solfangere er det oplyst at beskæftigelseseffekten er 1 personår per installeret 10.000 m² solfangere, og at beskæftigelseseffekten vil være 100% regional i et projekt i Nordjylland (Arcon-Sunmark, 2016).

For fjernvarmedistribution er det vurderet at rørene produceres af virksomheder, der er placeret i Nordjylland, hvorfor den regionale beskæftigelse vurderes at være høj. For de resterende teknologier vurderes det, at kun en mindre andel er regional beskæftigelse.

Der er anvendt en fordeling af vurderet fagkategorier i anlægsfasen og på baggrund af vurderede timelønninger, er der fundet en samlet årsløn på 307.500 DKK, som danner baggrund for beregning af beskæftigelseseffekterne.

Tabel 4: Beskæftigelseseffekterne i anlægsfasen

	Regional beskæftigelse i anlægsfasen	
Flis kedel	0,74	Personår/investeret mio. DKK
Naturgaskedel	0,72	Personår/investeret mio. DKK
Eldrevet varmepumpe	0,79	Personår/investeret mio. DKK
Absorptionsvarmepumpe	0,73	Personår/investeret mio. DKK
Solfanger	1,00	Personår/installeret 10.000 m ²
Sæsonlager	0,69	Personår/investeret mio. DKK
Geotermisk anlæg	0,68	Personår/investeret mio. DKK
Varmeveksler	0,50	Personår/investeret mio. DKK
Fjernvarmedistribution	1,87	Personår/investeret mio. DKK
Ny varmeinstallation (fra elvarme)	0,61	Personår/investeret mio. DKK
Fjernvarmeinstallation konvertering	0,84	Personår/investeret mio. DKK
Varmepumpe (jordvarme)	0,69	Personår/investeret mio. DKK
Elvarme	0,56	Personår/investeret mio. DKK
Træpille kedel	0,77	Personår/investeret mio. DKK
Oliefyr	0,68	Personår/investeret mio. DKK
Gasfyr	0,67	Personår/investeret mio. DKK

I den opdaterede analyse af de regionale beskæftigelseseffekter ved forskellige energiteknologier, udført af ansatte ved Aalborg Universitet i 2011, forventes den lokale beskæftigelse (i Midtjylland) at ligge på 0,36-1,52 personår/mio. DKK for de forskellige teknologier (Hvelplund & Lund, 2011), hvilket stemmer nogenlunde overens med beskæftigelseseffekterne anvendt i dette projekt.

Beskæftigelseseffekt ved erhvervelse af brændsel

Der er ydermere også en beskæftigelseseffekt ved erhvervelse (produktion/udvinding) af brændsler. Hvor anlægsfasen løber over forholdsvis kort tid, er beskæftigelseseffekterne ved erhvervelse af brændsel fordelt over hele projektperioden. Derfor har denne beskæftigelseseffekt en større betydning ift. den forventede udvikling til ledighed i fremtiden, men i nærværende projekt antages det, at der er arbejdskraft til rådighed i regionen, og nedenstående beskæftigelseseffekter er medregnet i projektet. Se beregninger samt argumenter for regional andel i bilag 16.

Tabel 5: Beskæftigelseseffekterne ved erhvervelse af brændsler

	Regional andel	Regional beskæftigelse (personår pr. mio. DKK)
Flis	60%	1,28
Træpiller	15%	0,20
Naturgas	5%	0,00
Olie	5%	0,00
El	100%	0,64

3.2.8 Multiplikatoreffekten

Hvis fjernvarme er en billigere løsning for de nye potentielle kunder end deres nuværende individuelle opvarmning, kan konvertering af individuel varme til fjernvarme generere et øget forbrug, der gennem perioden eventuelt er større end investeringen. Dette vil dermed have en samfundsøkonomisk positiv virkning. Denne virkning kaldes multiplikatoreffekten. Multiplikatoreffekten afhænger af mange faktorer, herunder hvor meget forbrugeren sparer op, og hvor meget der går til direkte forbrug. En analyse af multiplikatoreffekten vil være omfangsfuld, og dette projekt har afgrænset sig for at indregne denne effekt.

3.2.9 Sammenligning af parametre i de to analyser

For at opsummere det ovenstående er en sammenligning af hvilke parametre, der er medtaget, og hvor store de eventuelt er, vist i Tabel 6.

Tabel 6: Oversigt over parametre i de to analyser

Parameter	HMN's model (Finansministeriet og Energistyrelsens vejledninger)	Alternativ samfundsøkonomi
Diskonteringsrente	4%	0%, 2% og 4%
Skatteforvridning	Medregnes (20%)	Medregnes ikke
Nettoafgiftsfaktor	På brændselspriser, investeringer, driftsomkostninger og på CO ₂ omkostninger (17%)	På brændselspriser, investeringer og driftsomkostninger (17%)
Brændselspriser	Bygger på Energistyrelsens samfundsøkonomiske forudsætninger.	Bygger på Energistyrelsens samfundsøkonomiske forudsætninger, dog ikke den samfundsøkonomiske pris på el.
Emissioner	Bygger på Energistyrelsens samfundsøkonomiske forudsætninger.	Bygger på faktiske data og på data opgjort af DCE.
Emissionsomkostninger	Emissionsomkostningerne bygger på Energistyrelsens samfundsøkonomiske forudsætninger. ² CO ₂ omkostningen bygger på CO ₂ kvoteprisen.	CO ₂ omkostningen bygger på en reel skadesvirkningsomkostning. De øvrige emissionsomkostninger bygger på tal fra Miljø og Fødevareministeriets nøgletalskatalog.
Beskæftigelseseffekt	Belyses ikke	Belyses
Multiplikatoreffekt	Belyses ikke	Belyses ikke

² Bygger på tal fra Miljø og Fødevareministeriets nøgletalskatalog

4 BESKRIVELSE AF NUVÆRENDE VARMEFORSYNING

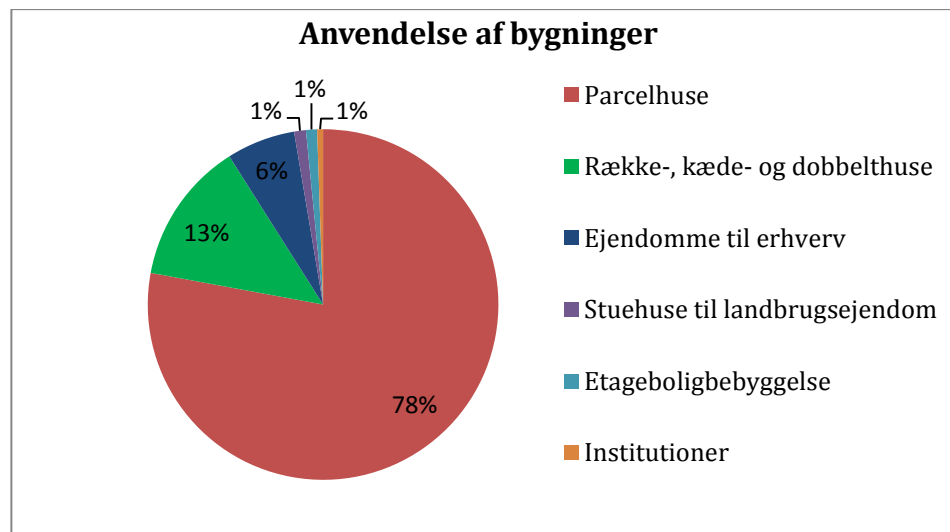
For at udregne de marginale produktionsfordelinger og udregne samfundsøkonomien er det nødvendigt at kende den nuværende varmforsyning, herunder det nuværende behov. I dette kapitel beskrives forskellige forhold for den individuelle opvarmning, herunder bygningsanvendelse, varmekilder samt varmebehov, og alder på bygninger. Dernæst præsenteres omkostningerne ved forskellige individuelle varmekilder for at belyse, om det giver forbrugerøkonomisk mening at konvertere til fjernvarme. Afslutningsvist præsenteres den nuværende fjernvarmforsyning i Aabybro.

I nærværende projekt defineres referencen som en situation, hvor der ikke sker en konvertering fra individuel opvarmning til fjernvarme.

Af interviewet med driftsleder ved Aabybro Fjernvarmeværk, Torben Stenbroen, blev det klart, at fokus i projektet skal være på Thomasmindeparken, Industriområdet, Biersted og Nørhalne. Han mente ikke at det gav økonomisk mening at lave udvidelser mod Ryå og Birkelse, især da der ikke er bygget nyt i Ryå i 12 år (Stenbroen, 2016).

4.1 Boligmassen med individuel opvarmning i dag

Bygningernes fordeling efter anvendelse er præsenteret i Figur 13.



Figur 13: Fordeling af bygninger der i dag opvarmes med individuel opvarmning

Af Figur 13 fremgår det, at der primært er tale om parcelhuse, hvorfor det vurderes, at der samlet er tale om et varmemeforbrug med behov for varmt brugsvand om morgenen og igen om aftenen, hvorfor der er nogle peaks i disse tidsrum.

Der er nogle bygninger i området, som i BBR er opgivet til naturgas, men som ikke fremgår af den liste, der er udleveret af HMN Naturgas. Disse bygninger er ikke en del af dette projekt, da den faktiske opvarmning af disse ikke kendes.

Varmebehovet i reference fordeler sig som følgende:

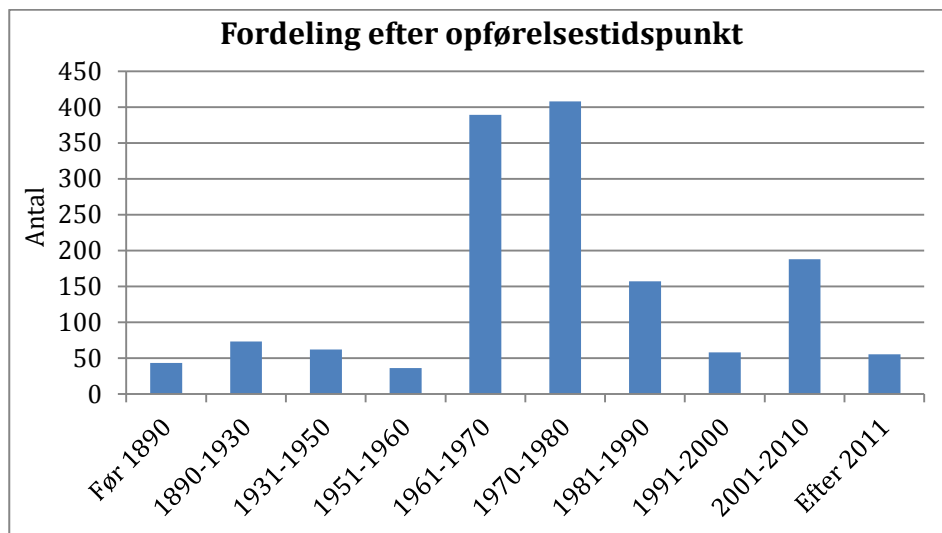
Tabel 7: Varmebehov i referencen

Opvarmningskilde	Antal bygninger	Varmebehov
Individuel opvarmning - Naturgas	1.193	24.231 MWh/år
Individuel opvarmning - Olie	77	2.101 MWh/år
Individuel opvarmning - Træpiller	24	745 MWh/år
Individuel opvarmning - Elvarme	38	465 MWh/år
Individuel opvarmning - Varmepumpe	31	585 MWh/år
Fjernvarme	2.010	41.865 MWh/år

Varmebehovet for naturgas er opgjort som et gennemsnit for tre år, og er opgivet af HMN Naturgas. Varmebehovet for olie, elvarme, varmepumpe og træpiller er BBR oplysninger. Fjernvarmebehovet er opgjort som behovet i regnskabsåret 2014/2015, som går fra 1. juli til 30. juni og er graddagekorrigeret. Der er et årligt varmetab i fjernvarmeledningerne på 14.141 MWh (ca. 25%).

Af Tabel 7 fremgår det, at 88% af bygningerne med individuel opvarmning, i dag opvarmes af naturgas. Derudover findes det på baggrund af BBR-oplysninger, at 6% opvarmes af olie, 2% af fast brændsel (her træpiller), 3% af elvarme og de resterende 2% opvarmes ved en varmepumpe som deres primære forsyningskilde.

Det vurderes ligeledes at være vigtigt for villigheden til at konvertere, hvor gamle bygningerne er.



Figur 14: Fordeling af bygninger efter opførelsesperiode

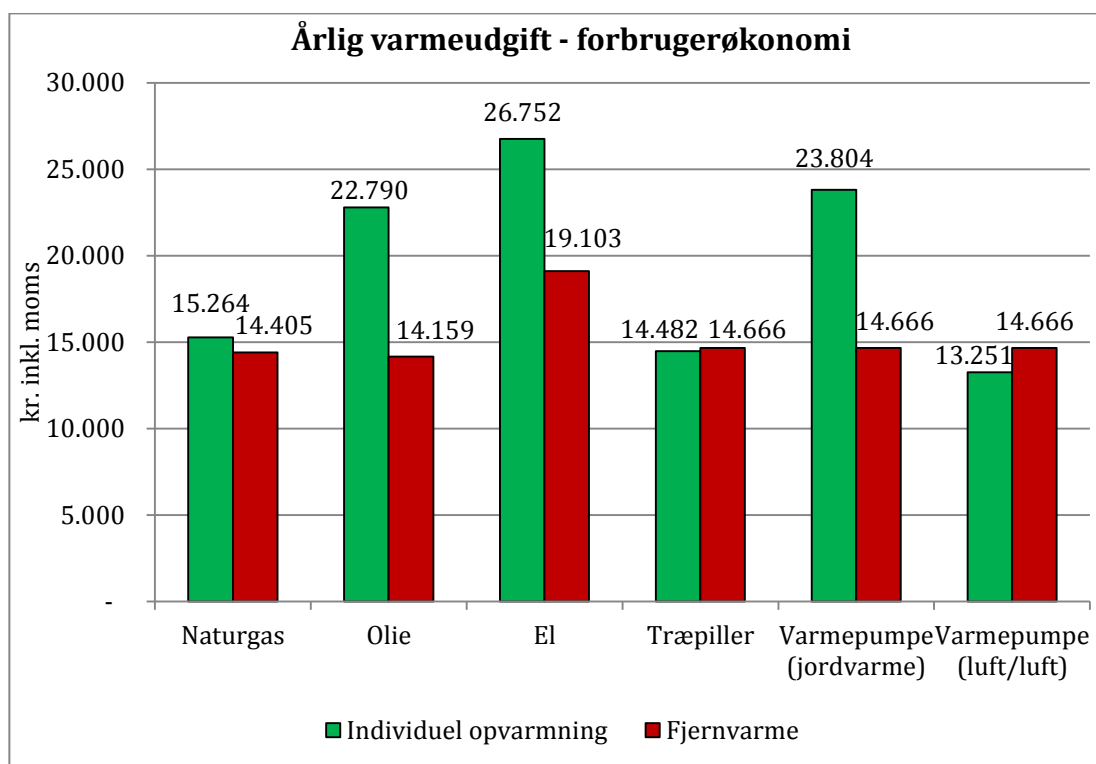
Som det fremgår af Figur 14 er de fleste af bygningerne opført i 1960'erne og 1970'erne og med en naturgaskedels gennemsnitlige levetid på 22 år, må det formodes at de fleste

er skiftet minimum én gang. Reinvesteringerne i naturgaskedler i dette projekt bygger på data om kedlens alder oplyst af HMN Naturgas.

Det fremgik af interviewet med Torben Stenbroen at der sker en del udstykninger i både Aabybro, Biersted og Nørhalne og at de siden år 2000 har fået ca. 700 flere forbrugere (Stenbroen, 2016). Da der udelukkende fokuseres på konverteringskunderne i dette projekt, er nyudstyknings ikke medtaget. Hvis der sker en markant forøgelse af antallet af forbrugere, og de enkeltes behov ikke samtidig falder tilsvarende, kan udelukkelsen heraf medføre, at der ikke er tilstrækkelig produktionskapacitet i fremtiden.

4.2 Forbrugerøkonomisk perspektiv

Et fjernvarmeverk vil være interesseret i at få så mange forbrugere med som muligt. Generelt er fjernvarmen overordnet billigere end de ovenfor nævnte teknologier.



Figur 15: Årlig varmeudgift ved at konvertere forskellige individuelle opvarmningskilder til fjernvarme i Aabybro. I omkostningerne til individuel opvarmning er der forudsat en reinvestering i den respektive teknologi.

Af figuren ses det at omkostninger til fjernvarme ikke er ens, hvilket skyldes at der er indregnet en energibesparelse ved konvertering af naturgaskedel, oliefyr og elvarme til fjernvarme. Derfor forventes husinstallationen ved elvarme at være højere, da der skal ske etablering af vandbåren system. Se bilag 12 for forudsætninger.

Som det fremgår af Figur 15, vil det forbrugsøkonomisk ikke være fordelagtigt at udskifte varmepumpen til fjernvarme, hvis det er en luft-til-luft varmepumpe. Det fremgår

ikke af BBR oplysningerne, hvilken teknologi der er tale om for varmepumperne. Det vurderes dog at mange af de forbrugere, der har registreret varmepumpe som deres primære opvarmningskilde i BBR, har jordvarme. Dette skyldes bl.a., at det vurderes, at dem der har en luft-til-luft varmepumpe, ofte også har en anden opvarmningskilde som den primære, og derfor ikke er registreret som varmepumpe i BBR registret. I dette projekt er det derfor forudsat at dem der er registreret som varmepumpe i BBR har jordvarme.

Fra et forbrugerøkonomisk synspunkt må det forventes at alle kunder, der i dag har et oliefyr, elvarme eller jordvarme, vil tilslutte sig fjernvarme i projektperioden, hvis det forudsættes at de står overfor en udskiftning af deres eksisterende anlæg. Det samme kan argumenteres at gøre sig gældende for naturgaskunder. Modsat er det mere uvist om de eksisterende kunder med træpille kedel vil konvertere til fjernvarme, da det umiddelbart vil være en dyrere forbrugerøkonomisk løsning for dem. Det vurderes at nogle af forbrugerne med en træpille kedel, vil tilslutte sig fjernvarme (se argumenter i afsnit 7.1.2).

Referencen består derfor af alle kunder, der i dag opvarmes med en naturgaskedel, et oliefyr, et elvarmeanlæg, en varmepumpe, en træpille kedel (angivet som "Fast brændsel" i BBR) og fjernvarme i det definerede område, som fremgår af Figur 3.

De omkostninger ved individuel opvarmning som anvendes i dette projekt, fremgår af Tabel 8.

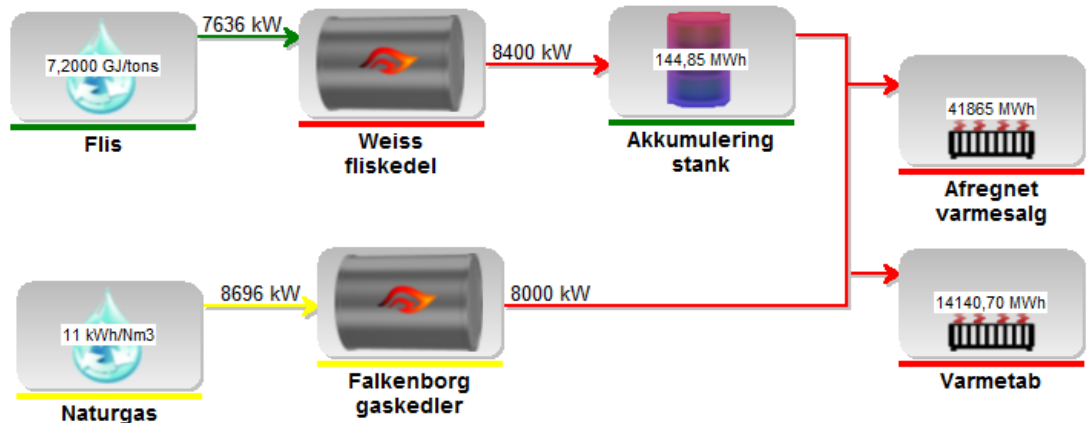
Tabel 8: Omkostninger ved individuel opvarmning

	Centralvarme Naturgas	Centralvarme Olie	Centralvarme Træpiller	Centralvarme Elvarme	Centralvarme Varmepumpe
Investering (DKK/enhed)	32.256	53.222	54.432	32.256	112.895
D&V (DKK/enhed/år)	1.089	2.177	415	1.956	1.613

Som det fremgår af Tabel 8 er investeringen størst ved varmepumper (jordvarme), der udgør over dobbelt så meget, som de øvrige investeringsomkostninger.

4.3 Fjernvarmeværket i dag

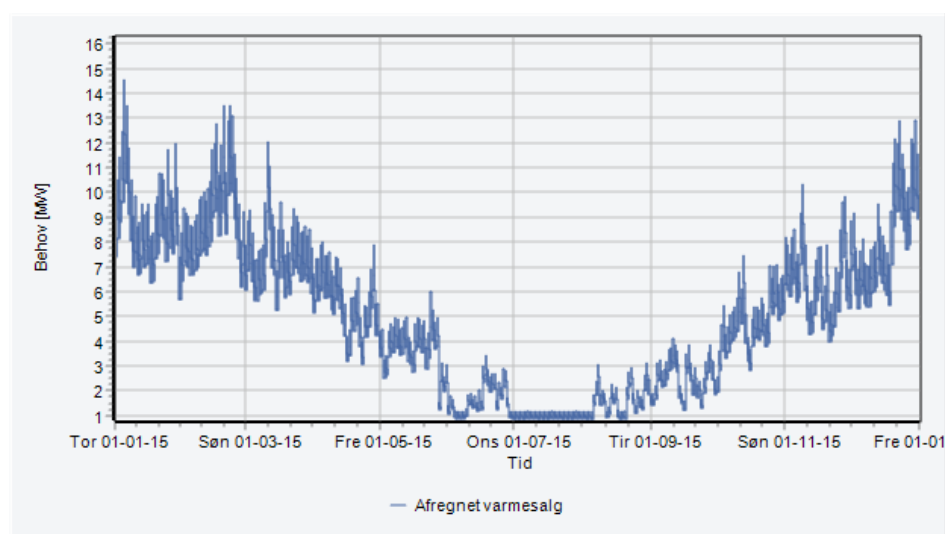
Figur 16 repræsenterer designet af Aabybro Fjernvarmeværk modelleret i energyPRO. Som det fremgår, råder Aabybro Fjernvarmeværk over to 4 MW naturgaskedler samt et 8,4 MW flisanlæg. Flis kedlen er ny og erstatter to mindre flis kedler. I forbindelse med etableringen af den nye flis kedel, er der ligeledes bygget en akkumuleringsstank på 2.500 m³, som erstatter en mindre akkumuleringsstank.



Figur 16: Oversigt over Aabybro Fjernvarmeværk med nuværende produktionsanlæg i energyPRO

Som det fremgår af Figur 16, er virkningsgraden på flis kedlen 110%, hvilket skyldes røggaskondensering.

Det er kun den ene naturgaskedel, der har en economiser installeret i øjeblikket, hvorfor at virkningsgraden på de to i virkeligheden ikke er den samme. Det fremgik af interviewet med driftslederen, at Aabybro Fjernvarmeværk overvejer også at etablere economiser på den anden naturgaskedel. I dette projekt er det forudsat at virkningsgraden på de to er den samme, hvorfor de er modelleret som én enhed. De fungerer som spidslastenheder, hvorfor det er antaget, at de ikke producerer til lageret. Varmebehovet er på dagsbasis modelleret med et peakbehov fra kl. 6 til 8 om morgenen, hvorefter behovet falder en smule over dagen, og falder yderligere om aftenen kl. 19. Derfor er det antaget, at varmtvandsforbruget samt tab i produktionsanlæggene udgør 20% af varmebehovet, hvorfor 20% er uafhængig af ydre betingelser. De resterende 80% er vejrafhængigt behov. Varmebehovet fremgår af Figur 17.



Figur 17: Varmebehovet [MW] over året.

Varmetabet er modelleret særskilt, og det er antaget at dette er nogenlunde konstant over året.

Fjernvarmeproduktionen i referencen har følgende produktionsfordeling:

Tabel 9: Energiomsætning for Aabybro Fjernvarmeværk i referencescenariet

	Flis kedel	Naturgaskedel
Varmeproduktion	52.131 MWh/år (92,6%)	4.181 MWh/år (7,4%)
Brændselsforbrug	23.695 tons	413.139 Nm ³

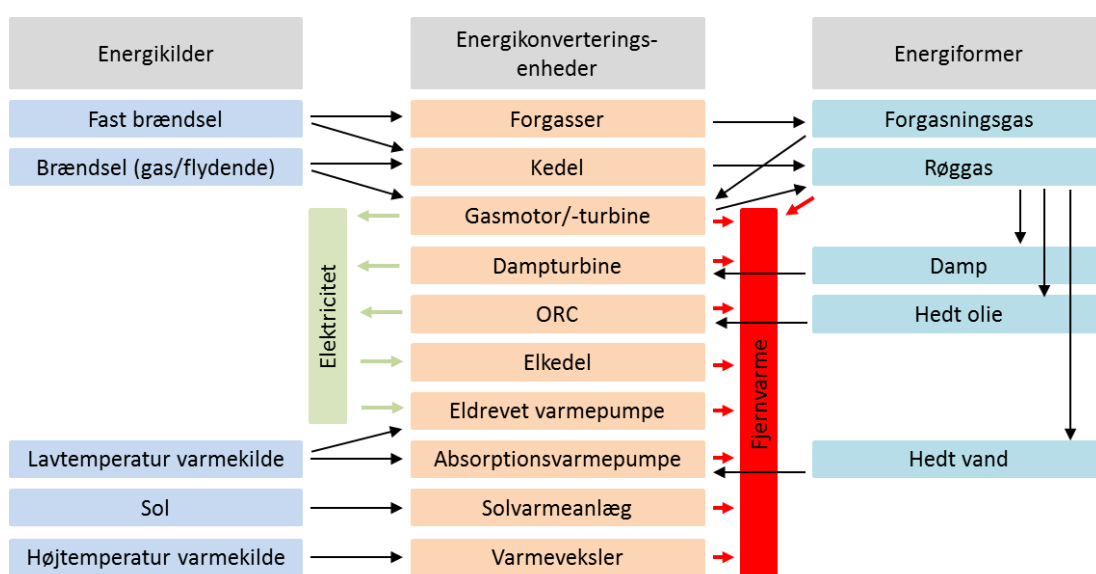
Som det fremgår af Tabel 9, sker det meste af produktionen i dag på flis kedlen.

5 PRÆSENTATION AF SCENARIERNE

I dette kapitel præsenteres valget af scenarierne i nærværende projekt samt begrundelse for dette valg. Indledningsvist præsenteres mulige teknologier. Herefter analyseres forskellige relevante holdninger til og planer for fremtidens fjernvarmeproduktion. Kapitlet afsluttes med en beskrivelse af scenarierne på baggrund af disse holdninger og planer.

5.1 Præsentation af varmeproduktionsmuligheder

Som nævnt i afsnit 2.1 "Choice Awareness" er det vigtigt, at samfundet har et valg, og at der ikke elimineres visse valg. På baggrund af dette vurderes det relevant at opstille de muligheder, der er for fjernvarmeproduktion. Varmeproduktionsmulighederne er illustreret i Figur 18 og beskrevet nedenfor.



Figur 18: Varmeproduktionsmuligheder. Egen figur efter (From, 2014).

Af figuren fremgår det bl.a., at nogle energikonverteringsenheder omdanner nogle energikilder til nogle energiformer, der kan anvendes i andre energikonverteringsenheder. Det fremgår ligeledes, at nogle energikonverteringsenheder forbruger el, mens andre producerer el, samtidig med at de producerer varme. Spildvarme fra industri kan anvendes direkte i en varmeveksler, hvis temperaturen er tilstrækkelig høj: højtemperatur varmekilde.

Investeringsomkostningerne og de totale drift- og vedligeholdelsesomkostninger forbundet med disse teknologier, fremgår af Tabel 10. Alle omkostninger er omregnet til danske kroner i faste 2016 priser.

Tabel 10: Omkostninger forbundet med de forskellige teknologier

Enhed	Brændsel	Investering [M.DKK/MW]	Total D&V [DKK/MW/år]	Total D&V [DKK/MWh]
Forgasningsanlæg	Biomasse	29,8	1.491.827	153
Kedel	Naturgas	0,8	29.837	-
Kedel	Flis	6,5	-	44
Motor	Naturgas	10,1	-	74
Turbine (5-40 MW)	Naturgas	9,7	-	56
Turbine	Damp	I.T.	I.T.	I.T.
ORC	Hedt olie	I.T.	I.T.	I.T.
Fjernvarmeanlæg	Affald	9,3	435.452	45
Kraftvarmeanlæg	Affald	68,5	-	I.T.
Eldreven varmepumpe	Varmekilde 35°C	5,5	44.352	-
Geotermi+Eldreven VP.	Geotermi	12,9	298.365	-
Absorption varmepumpe	Røggas	3,2	149.183	
Geotermi+Absorption VP.	Geotermi (50°C)	16,1	395.133	-
Elkedel (1-3 MW)	El	1,2	8.870	4
Solvarme	Sol	I.T. ³	-	5
Damvarmelager	-	I.T. ⁴	I.T. ⁴	-
Lagertanke (60 kWh/m ³)	-	I.T. ⁵	-	-

Nogle omkostninger anvendt i scenarierne i dette projekt adskiller sig fra ovenstående omkostninger, men for sammenlignelige grunde er alle omkostninger i Tabel 10 baseret på data fra Teknologikataloget (Energistyrelsen, 2015). I det nedenstående uddybes nogle af teknologierne.

5.1.1 Forgasningsanlæg

Der findes forskellige koncepter for forgasningsanlæg til biomasse. Biomassen (fast brændsel) omdannes til forgasningsgas i en forgasser, og kan dernæst, som det fremgår af Figur 18, benyttes til kraftvarme. Der er ikke mange af disse anlæg i Danmark, og teknologien er stadig under udvikling. Som det fremgår af Tabel 10, er der en forholdsvis høj investering forbundet ved teknologien, hvorfor den bør drives som grundlastanlæg.

5.1.2 Kedel- og kraftvarmeteknologier

En kedel til fjernvarmebrug kan enten være olie-, naturgas- eller biomassefyret. Kedelanlæggene kan, som illustreret på Figur 18, enten være rent varmeproducerende eller være dampanlæg med dampturbine tilkoblet for elproduktion. Olie- og naturgasfyrede anlæg anvendes oftest som reserve og spidslast anlæg grundet en lav investeringsom-

³ Investeringsomkostningerne ved solvarme udgør 1832 DKK/m² eller 3431 DKK/MWh (Energistyrelsen, 2015).

⁴ Investeringsomkostningerne ved damvarmelager udgør 286 DKK/m³ og de totale D&V omkostninger udgør per år 0,7% af investeringen (Energistyrelsen, 2015).

⁵ Investeringsomkostningerne ved større lagertanke udgør 1693 DKK/m³ (Energistyrelsen, 2015).

kostning (se Tabel 10). Biomassefyret kedelanlæg bruges ofte som grundlastteknologi. Ved biomassefyrede kedelanlæg er investeringsomkostningerne højere (se Tabel 10), mens brændselsomkostningerne er lavere, hvilket især skyldes, at biomasse på nuværende tidspunkt ikke er afgiftsbelagt. Det er oftest halm, træpiller og flis, der bruges i biomassefyrede anlæg (Energistyrelsen, 2015). De biomassefyrede anlæg kan også udføres som et ORC anlæg (Organic Ranking Cycle), som drives af hedt olie i stedet for damp, og kan dermed også producere el (Dall Energy, u.d.).

En anden energikonverteringsenhed hvor der ligeledes sker en samproduktion af el og varme, er en gasmotor. En gasmotorer kan, sammenlignet med de fleste andre kraftvarmeanheder, starte hurtigere op. Derfor er det muligt at operere i dellast, ligesom det er muligt udelukkende at producere el ved at udlede røggassen direkte til atmosfæren (Energistyrelsen, 2015).

5.1.3 Affaldsforbrænding

Et affaldsforbrændingsanlæg kan enten være udformet som rent varmereproducerende eller som et kraftvarmeanlæg. Et affaldsforbrændingsanlæg er primært designet til forbrænding af kommunalt fast affald og lignende ikke-farligt affald fra handel og industri. Anlæggene kan nedreguleres til omkring 50% af kapaciteten, hvorunder der er nogle miljøudfordringer. Samtidig er der, især ved kraftvarme producerende anlæg, nogle høje investeringsomkostninger forbundet med nye anlæg (se Tabel 10), hvorfor anlæggene bør drives som grundlast (Energistyrelsen, 2015).

5.1.4 Varmepumper

Varmepumper flytter energi fra lavt temperaturniveau til højere temperaturer i et lukket kredsløb ved enten at bruge en højtemperaturs energikilde (termisk drevne absorptionsvarmepumper) eller ved brug af elektricitet (eldrevne kompressorvarmepumper) (Energistyrelsen, 2015). Varmepumper kan anvendes ved forskellige varmekilder, herunder grundvand, damvarmelager, spildevand, røggas, overskudsvarme m.fl. Den varmepris der kan opnås, afhænger meget af COP værdien, som fortæller noget om, hvor meget drivenergi (el eller hedtvand) der forbruges. Der er forskellige holdninger til, om en varmepumpe kan bruges til spidslast drift. Det vurderes i dette projekt, at varmepumper kan drives som spidslast, da de har en forholdsvis hurtig opstart. Det kan dog argumenteres, at varmepumper er bedre egnede som grundlastteknologier, da varmepumper er kendetegnet ved forholdsvis store investeringer (se Tabel 10) og lave driftsomkostninger især ved høje COP værdier.

5.1.5 Elkedler

Elkedler producerer, som illustreret på Figur 18, varmt vand ved elektricitet uden en ekstern kilde. Elkedler kan regulere ned til 10-20% last (Energistyrelsen, 2015). Virkningsgraden på en elkedel er 99% (Energistyrelsen, 2015) og dermed markant lavere end ved en varmepumpe. Dette medfører betydelig højere omkostninger til el, herun-

der elafgifter. Til gengæld er elkedlen billigere i investering og vedligehold (se Tabel 10). Derfor vurderes det mest optimalt at drive en elkedel som spids- og reservelast.

5.1.6 Solvarme

De fleste solvarmeanlæg i Danmark er flade solfangere, men solvarmeanlæg kan ligeledes være koncentrerede solfangere (CSP) og vakuumrør solfangere. De flade solfangeranlæg bruges oftest til at dække grundlasten om sommeren, og dimensioneres derfor oftest til årsdækningsgrad på 20-25%. Ved sådan dimensionerede anlæg forudsættes det, at andre anlæg kan stoppes om sommeren (Energistyrelsen, 2015). I CSP anlæg reflekteres sollyset mod et rør, hvori der cirkulerer en væske, som ofte er syntetiske olier. Der findes projekter, hvor CSP er etableret sammen med flade solfangere.

5.1.7 Geotermiske teknologier

Geotermiske anlæg udnytter varmen i underjordiske vandreservoirer. Produktionen af fjernvarme ved geotermiske anlæg sker sædvanligt ved, at geotermisk vand oppumpes af en boring og herefter hives varmen ud af det geotermiske vand i et overfladeanlæg, inden det pumpes tilbage til reservoiret i en anden boring. I overfladeanlægget afkøles det geotermiske vand ved brug af varmeveksler og/eller varmepumpe (Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, u.d.). Investeringsomkostninger ved geotermiske anlæg er forholdsvist høje (se Tabel 10), hvorfor det er fordelagtigt at drive dem som grundlast i fjernvarmesystemet (Energistyrelsen, 2015).

5.1.8 Lagerteknologier

Der findes både lagerteknologier, der fungerer som korttidslagre og lagerteknologier, der fungerer som langtidslagre. En teknologi som er meget udpræget i dansk fjernvarme regi, er lagertanke. Lagertanke etableres i Danmark som korttidslagre, men kan ligeledes fungere som langtidslagre. I Danmark etableres langtidslagre dog oftest som damvarmelagre (Energistyrelsen, 2015). Hvor lagre tidligere blev anvendt til tilpasning i elmarkedet, anvendes de i dag ydermere til indpasning af solvarme og overskudsvarme. Ved at etablere et damvarmelager kan solvarmeanlægget dimensioneres til en højere årsdækningsgrad.

5.2 Interessenters holdninger til fremtidens fjernvarmeproduktion

Da det ikke vurderes realistisk indenfor dette projekt at analysere alle ovenstående teknologier og sammenkobling af forskellige teknologier, er det vurderet relevant at analysere, hvordan forskellige interessenter mener, fjernvarmen skal produceres i fremtiden.

5.2.1 Aabybro Fjernvarmeværk

I interviewet med driftslederen fra Aabybro Fjernvarmeværk blev det klart, at de mener, at individuel naturgas i Biersted, Nørhalne, Thomasmindeparken og i industriområdet bør konverteres til fjernvarme. De har forsøgt at beregne samfundsøkonomien i

sådanne konverteringer, men kan, med de opstillede forudsætninger, ikke få samfundsøkonomien til at hænge sammen ved konverteringer i Nørhalne og Biersted. Driftslederen, Torben Stenbroen, mener dog, at det burde kunne lade sig gøre, og at der skal etableres en flis kedel til forsyning af de nye kunder i Biersted og Nørhalne (Stenbroen, 2016). Derforuden har de planer om at udarbejde et projektforslag til forsyning af Thomasmindeparken og Industriområdet, som skal baseres på, at der etableres en absorptionsvarmepumpe til røggaskøling på den flis kedel, som er idriftsat i år (Stenbroen, 2016).

5.2.2 Dansk Fjernvarme

Dansk Fjernvarme mener at det vil være fordelagtigt at få flere varmepumper ind i fjernvarmesystemet. Derforuden påpeger de også, at spildvarme fra industri bør udnyttes i højere grad i fremtiden (Koch, 2015). I interviewet med to repræsentanter fra Dansk Fjernvarme blev det også nævnt, at det er fjernvarmens fordel, at det kan udnytte spildvarme, og i den sammenhæng blev det pointeret, at tabet i ledningerne ikke har så stor betydning energimæssigt, når det er et spildprodukt der udnyttes:

"[...] så er der ganske vist et tab, men hvis det man i forvejen putter ind i forvejen er noget spild så gør det jo ikke så meget at man taber noget af det".

(citater af Rasmus B. Eriksen, Dansk Fjernvarme)

Derforuden mener Dansk Fjernvarme, at fjernvarmen i fremtiden skal produceres på solvarme, og påpeger at det vil være gunstigt at etablere damvarmelagre til lagring af solvarme samtidig med etablering af eldrevne varmepumper (Mortensen, 2015).

I interviewet med repræsentanter fra Dansk Fjernvarme blev det nævnt, at naturgas ikke skal bruges til individuel opvarmning, men kan bruges til el- og varmeproduktion som spidslast:

"Naturgas er et ret ædelt brændsel, og som jeg ser det, er det for godt at putte i en gaskedel ude hos den enkelte forbruger. Så man kan sige, enten skal man reservere det til el- og varmeproduktion hvor man får den bedste udnyttelse af brændslet til det som det rent faktisk kan: nemlig også at lave el. Og hvis man skal se en plads for det, vil jeg mene, at det er til den der spidslast."

(citater af Rasmus B. Eriksen, Dansk Fjernvarme).

5.2.3 Energinet.dk

I en mail korrespondance med en repræsentant fra Energinet.dk blev det belyst, at Energinet.dk mener, at fjernvarmen skal være baseret på overskudsvarme⁶, grundvandet (via varmepumper), geotermi og/eller solvarme. Derforuden fremgik det af inter-

⁶ Det vurderes at der her henvises både til spildvarme fra industri og overskudsvarme i form af kraftvarme.

viewet, at Energinet.dk mener, at spidslasten skal produceres på kraftvarme (Sørensen, 2016).

En af pointerne i e-mail korrespondancen var, at det ikke er energieffektivt at konvertere individuel opvarmning som varmepumper og naturgaskedler til fjernvarme, hvis fjernvarmen primært produceres på kedler (Sørensen, 2016).

5.2.4 HMN Naturgas

HMN Naturgas mener, at det giver mening at konvertere til fjernvarme de steder, hvor der er meget overskudsvarme⁷ til rådighed, da overskudsvarme skal udnyttes før andre brændsler. Varmepumper der har en høj energieffektivitet, er ligeledes en god idé. Det fremgik af interviewet, at disse varmepumper primært skal være eldrevne for dermed at kunne understøtte elnettet (Therkildsen, 2016).

Modsat mener de ikke, at der skal ske en konvertering, hvis det er mindre energieffektive løsninger, der konverteres til:

"Hvis det er konvertering af naturgas til afbrænding af flis, så energieffektivitetsmæssigt så opnås der ikke ret meget ved det. Der skal egentlig bruges mere energi typisk på grund af det tab der ligger i fjernvarmen. Og så er det ikke interessant."

(citater af Martin Therkildsen, HMN Naturgas).

HMN Naturgas og Energinet.dk deler altså en holdning om, at der ikke skal laves konverteringer, hvis fjernvarmen udelukkende produceres på kedler, ligesom det er tilfældet for Aabybro Fjernvarmeværk i dag.

Af interviewet fremgik det ydermere, at fjernvarmen ved en høj elpris, skal produceres på naturgasmotorer. Det blev foreslået at ændre afgiftssystemet, således at værkerne kunne levere el fra motorerne til elnettet, når elprisen er høj og så købe el fra nettet til varmepumper afgiftsfrit, når elprisen er lav (Therkildsen, 2016).

5.2.5 Partnerskabet Et Energisk Nordjylland

I Energiaftalen fra 2012 blev der afsat penge til strategisk energiplanlægning, hvorfor ni nordjyske kommuner og Region Nordjylland indgik et partnerskab, Et Energisk Nordjylland, og fik tilskud af Energistyrelsen til kortlægning af den nordjyske energisystem.

På baggrund af de resultater der fremkom ved denne kortlægning, vurderes det at fjernvarmen skal komme fra spildvarme og at der skal etableres store varmepumper i sammenhæng med varmelagre. Derfor skal der etableres store solfangeranlæg. Geotermi anses også som relevant for fremtidens fjernvarme i Nordjylland.

⁷ Det vurderes at der her henvises primært til spildvarme fra industri.

5.2.6 Energivisioner for Region Nordjylland

I 2008 besluttede NIK-VE, Nordjysk Innovations- og Kompetencecenter for Vedvarende Energi, at udarbejde en vision for Region Nordjyllands fremtidige energiforsyning. De nedsatte derfor en arbejdsgruppe med repræsentanter fra Aalborg Universitet samt erhvervslivet i Nordjylland. Den rapport der blev resultatet heraf, opdelte energisystemets udvikling i flere trin (NIK-VE, 2010).

I 2025 scenariet anses biomasse-baserede løsninger som attraktive, især grundet en forholdsvis stor andel af landbrug i regionen. Det anses for væsentligt at optimere og udbygge fjernvarmen. Det konkluderes ydermere, at solvarme og geotermi skal udbygges. I 2050 scenariet vurderes andelen af geotermi og solvarme at være steget til det dobbelte af 2025 scenariet. Derforuden er kul, olie og naturgas udfaset. I 2100 scenariet vurderes det, at kraftvarmeanlæg skal erstattes af store brændselscelleanlæg.

5.2.7 Danmarks fremtidige energisystem (IDAs Energivision 2050)

IDA udgav i 2015 en energivision frem mod 2050 udarbejdet af Aalborg Universitet. I rapporten er budskabet, at det er vigtigt at gå væk fra en sektor tankegang og i stedet sammentænke el, varme, gas og transport. Den fremtidige varmeforsyning skal inkludere en stor andel af vindkraft, der skal bruges til varmeproduktion ved store varmepumper, solvarme, spildvarme fra industri og geotermi (Aalborg Universitet, 2015).

5.3 Scenarierne

Scenarierne er opdelt i hhv. biomasse, sol og geotermi, eftersom disse er vurderet værende de energikilder, som interessenterne mener, der skal anvendes til fremtidens fjernvarme. Derforuden fremhæver flere interessenter vigtigheden af at udnytte spildvarme fra industri til fjernvarmeformål.

I dette projekt er der på opfordring af driftslederen Torben Stenbroen taget kontakt til DLG Drift Nord. Repræsentanten fra DLG, Thomas Madsen, beskrev at der er to anlæg til korntørring, hvorfra det er muligt udnytte spildvarmen til fjernvarmeformål. Torben Stenbroen nævnte i interviewet ligeledes muligheden for at modtage spildvarme fra virksomheden Jøni, der bl.a. laver lad og lastvognsopbygninger samt overfladebehandling. I forbindelse med en telefonsamtale med en ansat ved Jøni blev det oplyst, at de eventuelt har noget spildvarme fra en malekabine, som de varmer op. Derforuden har de noget ventilation i deres produktionshal, men der er installeret varmegenvinding på ventilationsanlægget i dag. Ydermere er der taget kontakt til virksomheden Dat-Schaub A.m.b.a., der laver tarme. De har noget inddampning af kødvand, der i dag lukkes ud i kloakken. Det er beregnet, at der sammenlagt på årsbasis er ca. 120 MWh spildvarme fra de kontaktede virksomheder, hvilket vurderes minimalt. I forbindelse med samtalen med en ansat ved Dat-Schaub A.m.b.a. blev det oplyst, at de har et kølebehov, som de i dag selv varetager. Af deres gasforbrug går ca. 75% til inddampningen. På baggrund af deres naturgasforbrug de seneste tre år (oplyst af HMN Naturgas), er det vurderet at

deres kølebehov ca. er 800 MWh/året fordelt jævnt over hverdagene fra 23.00 til 15.00. Aabybro Fjernvarmeværk kunne potentielt stå for dette kølebehov i fremtiden. I nærværende projekt er det vurderet, at potentialet for spildvarme og levering af køl er for lille til at det kan betale sig at investere i en varmepumpe. Denne vurdering forstærkes yderligere ved at Aabybro Fjernvarmeværk er en case, hvor der er billigt varme fra flis kedlen, hvorfor varmepumpen ikke vil få mange driftstimer, da en eldreven varmepumpe vil være dyrere i drift end deres nuværende flis kedel. Derfor er der ikke modeleret et scenarie med spildvarme og en varmepumpe i dette projekt, selvom det anerkendes at være fordelagtigt at udnytte spildvarmen. Det er dermed ikke sagt, at det ikke er fordelagtigt at opsamle spildvarmen fra industri og integrere det i et af de andre scenarier. En analyse af dette er ikke medregnet i dette projekt.

Fælles for alle scenarier er at der, foruden de nedenfor beskrevne produktionsteknologier, mangler noget spids- og reservelastkapacitet, for at kunne opretholde forsynings sikkerheden. Det fremgik af interviewet med Torben Stenbroen, at Aabybro Fjernvarmeværk vil investere i en naturgaskedel til dette formål (Stenbroen, 2016). Derfor er der i alle scenarierne medtaget en naturgaskedel. Der er på nuværende tidspunkt ikke etableret tilstrækkelig reservelastkapacitet, hvorfor en medtagelse af dette i de alternative scenarier, bevirker at referencen fremstår samfundsøkonomisk mere fordelagtigt, end hvis der også skulle etableres reservelastkapacitet i referencen. Den nødvendige reservelast er 8,4 MW. I den alternative samfundsøkonomi udarbejdes der følsomhedsanalyser af konsekvensen ved ikke at medregne en sådan reservelast i referencen.

I det nedenstående præsenteres de scenarier, der opstilles i projektet. En nærmere beskrivelse af dimensionering og energiomsætninger mm. fremgår af næste kapitel.

5.3.1 Biomasse

Som det fremgår af afsnit 5.2.1, mener Aabybro Fjernvarmeværk, at de nye potentielle kunder skal forsynes af en flis kedel i fremtiden. Det fremgik af interview og korrespondancen med hhv. HMN Naturgas og Energinet.dk, at det ikke er energieffektivt at konvertere individuel opvarmning til fjernvarme, hvis den primært produceres på kedler. Det argumenteres dog i bogen *District Heating and Cooling*, at biomasse, der er pladskrævende og sværere at håndtere, såsom halm og flis, skal anvendes til fjernvarme i stedet for til individuel opvarmning (Frederiksen & Werner, 2013). Når der anvendes vådt biomasse såsom flis, hvor der er en relativ høj virkningsgrad (Energistyrelsen, 2015), kan det også argumenteres at det giver mening sammenlignet med individuelle kedler. Alternativt til en flis kedel kunne der opstilles en biomassefyret kraftvarmeproducerende enhed. Det vurderes, at Aabybro Fjernvarmeværk ikke vil være interesseret i et sådant scenarie, bl.a. fordi elprisen er så lav på nuværende tidspunkt. De kraftvarmeproducerende enheder er markant dyrere end en varmeproducere-

rende enhed (Energistyrelsen, 2015), og ved en lav elpris anses dette ikke for selskabsøkonomisk fordelagtigt.

Det flis der bruges på Aabybro Fjernvarmeværk er primært lokalt træ. Til individuel opvarmning bruges træpiller i højere grad end flis, bl.a. fordi træpiller er lettere at håndtere. Træpiller er ofte importeret fra andre lande. Derfor kan det fra et beskæftigelsesmæssigt synspunkt argumenteres, at det er bedre at bruge biomasse (i form af flis) til fjernvarmeformål end biomasse (i form af træpiller) til individuel opvarmning.

På baggrund af ovenstående argumenter, og da Aabybro Fjernvarmeværk ønsker at forsyne de nye potentielle kunder ved en flis kedel, hvorfor det vurderes et sandsynligt scenarie, opstilles der et scenarie med en flis kedel til forsyning af de nye potentielle fjernvarmekunder.

Det fremgik af interviewet med driftslederen ved Aabybro Fjernvarmeværk, at de overvejer muligheden for at installere en absorptionsvarmepumpe til afkøling af røggas på den nuværende flis kedel. Derfor er det interessant at opstille et scenarie med en absorptionsvarmepumpe til afkøling af røggas på den eksisterende flis kedel. Da det ikke er tilstrækkeligt at dække grundlasten for udvidelserne udelukkende med en absorptionsvarmepumpe, skal der etableres en yderligere enhed. Aabybro Fjernvarmeværk mener at denne enhed skal være en flis kedel, hvorfor der opstilles et scenarie med en absorptionsvarmepumpe til afkøling af røggas på den eksisterende flis kedel og en yderligere flis kedel. I virkeligheden vil røggassen fra begge flis kedler formodentlig opsamles i samme absorptionsvarmepumpe.

Der opstilles to scenarier med biomasse: 1) et scenarie med etablering af en yderligere flis kedel foruden den eksisterende flis kedel og naturgaskedel og 2) et scenarie med etablering af en absorptionsvarmepumpe på eksisterende flis kedel samt etablering af ny flis kedel foruden den eksisterende flis kedel og naturgaskedel.

5.3.2 Solvarme

Som det fremgår af afsnit 5.2, er der en generel enighed om, at fjernvarmen i fremtiden skal produceres ved solvarme, hvorfor der opstilles et scenarie med solvarme. I dette projekt etableres dette som flade solfangere, da det er den mest udbredte teknologi i Danmark. Som det fremgår af afsnit 5.1.6 dimensioneres de flade solfangere oftest til at dække grundlasten om sommeren, hvilket i dette projekt er forudsat at være 20% jf. kapitel 4.

Dette scenarie stemmer godt overens med, at Aabybro Fjernvarmeværk i forvejen overvejer at etablere solvarme jf. interview (Stenbroen, 2016).

Som det blev beskrevet i afsnit 5.1.8 kan årsdækningsgraden på et solfangeranlæg øges, hvis der samtidig etableres et langtidslager. I dette projekt opstilles sæsonvarmelageret

som et damvarmelager, og som det fremgår af Tabel 10, er dette billigere sammenlignet med en større lagertank.

Når der etableres et solfangeranlæg i sammenhæng med et damvarmelager kan det give mening ligeledes at etablere en varmepumpe, som udnytter varme fra damvarmelageret som varmekilde, da det bevirker en større kapacitet og et mindre varmetab. Dette stemmer godt overens med at f.eks. partnerskabet Et Energisk Nordjylland, som beskrevet i afsnit 5.2, mener, at varmepumper skal etableres i sammenhæng med lagerteknologier. Derfor opstilles der i nærværende projekt et scenarie med solfangeranlæg, damvarmelager og en varmepumpe.

Der opstilles to scenarier med solvarme: 1) et scenarie med etablering af solfangeranlæg til en årsdækning på 20% af det samlede årsbehov (grundlasten) og 2) et scenarie med etablering af solfangeranlæg til en højere årsdækning, hvorfor der etableres et damvarmelager, og ydermere etableres der en absorptionsvarmepumpe.

5.3.3 Geotermi

Som det fremgik af afsnit 5.2, mener flere interessenter at geotermi skal være en del af fremtidens fjernvarmeproduktion. Det fremgik af interviewet med driftsleder Torben Stenbroen, at der tidligere er udarbejdet analyser, der indikerer at der er gode geotermiske forhold i området (Stenbroen, 2016). Som beskrevet i afsnit 5.1.7 afkøles det geotermiske vand normalt i en varmepumpe og/eller varmeveksler.

Der er på nuværende tidspunkt etableret tre af sådanne anlæg i Danmark. I Thisted hives varmen ud af det geotermiske vand ved brug af to absorptionsvarmepumper. Ved Amagerværket afkøles det geotermiske vand ved varmevekslere samt ved tre absorptionsvarmepumper. I Sønderborg hives varmen ud af det geotermiske vand ved varmevekslere samt ved brug af absorptionsvarmepumper. I Sønderborg er drivenergien til absorptionsvarmepumpen hedtvand fra flis kedler (Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, u.d.). I dette projekt opstilles et lignende scenarie for Aabybro Fjernvarmeværk.

Årsagen til at absorptionsvarmepumper ofte anses som mere fordelagtige til dette formål sammenlignet med eldrevne varmepumper, er bl.a. at de ofte er billigere i drift. Derforuden er der, med nuværende sammensætning af el, ydermere miljøfordele ved en absorptionsvarmepumpe sammenlignet med eldrevne varmepumpe.

Flere interessenter tilkendegiver at det fra et samfundsmæssigt perspektiv vil være fordelagtigt at integrere el i fjernvarmeproduktionen ved brug af varmepumper. Dette kan ske ved at hæve temperaturen i de geotermiske reservoirer ved brug af en eldreven varmepumpe, hvorfor et sådant scenarie opstilles i projektet.

Der opstilles to scenarier med geotermi: 1) et scenarie med etablering af et geotermisk anlæg, hvor det geotermiske vand først varmeveksles, og derefter afkøles yderligere i en absorptionsvarmepumpe og 2) et scenarie med etablering af et geotermisk anlæg, hvor det geotermiske vand først varmeveksles, og derefter afkøles yderligere i en el-dreven varmepumpe.

5.3.4 Opstilling af scenarier

En naturgaskedel forventes at have en levetid på 30-40 år, mens levetiden for en biomassekedel kun forventes at være 20 år (Energistyrelsen, 2015). De eksisterende naturgaskedler er bygget om fra oliekedler til naturgaskedler i 1989, og er oprindeligt fra hhv. 1969 og 1972. Det fremgik af interviewet med driftslederen ved Aabybro Fjernvarmeverk, at de eksisterende naturgaskedler forventes at være operationsdygtige i projektperioden, da de ikke er i drift særlig ofte, og sjældent kører på fuld tryk. Flis anlægget er bygget i første del af 2016, og det vurderes derfor, at denne er operationsdygtig i hele projektperioden.

På baggrund af ovenstående opstilles der følgende scenarier:

Tabel 11: Oversigt over anlæg i de forskellige scenarier

Tabel 11: Oversigt over anlæg til forskellige scenarier														
	Individuel opvarmning					Fjernvarme								
	Naturgaskedel	Oliefyr	Elvarme anlæg	Varmepumpe	Træpille kedel	Naturgaskedel ⁸	Eksisterende flis kedel	Flis kedel	Solvarmeanlæg	Sæsonvarmelager	Geotermisk anlæg	Absorptionsvarmepumpe	Eldreven varmepumpe	Varmeveksler
Reference	x	x	x	x	x	x	x							
Scenarie 1A						x	x	x						
Scenarie 1B						x	x	x				x		
Scenarie 2A						x	x		x					
Scenarie 2B						x	x		x	x		x		
Scenarie 3A						x	x				x	x		x
Scenarie 3B						x	x				x		x	x

⁸ I alle alternative scenarier etableres der en ny naturgaskedel til spids- og reservelast.

6 MODELBEREGNINGER

I dette kapitel beskrives forudsætningerne, herunder effekter, virkningsgrader og levetider ved de forskellige teknologier. Derforuden beskrives de økonomiske forudsætninger i form af drift og vedligehold og investeringsomkostninger ved de forskellige teknologier. På baggrund af disse forudsætninger præsenteres de marginale produktionsfordelinger, som de forskellige alternative scenarier giver anledning til. Forudsætningerne, samt de marginale produktionsfordelinger, anvendes i de samfundsøkonomiske analyser. Indledningsvist i dette kapitel beskrives nogle generelle forudsætninger gældende for alle de alternative scenarier. Afslutningsvist i kapitlet præsenteres det sparede brændselsforbrug i de forskellige scenarier sammenlignet med referencen.

6.1 Generelle forudsætninger

Det fremgik af interviewet med Torben Stenbroen fra Aabybro Fjernvarmeværk, at flis kedlen har en minimumslast på 30%. En sådan minimumslast er lagt ind i modelberegningerne. Der er ydermere indlagt et driftsstop på to uger på flis kedlen i sommerperioden, hvilket er bestemt på baggrund af interviewet med Torben Stenbroen.

Behovet for fjernvarmeproduktionen for udvidelserne består, foruden varmebehovet, ligeledes af varmetabet i ledningsnettet. I dette projekt er det forudsat at varmetabet udgør 17% for udvidelserne.

I alle scenarier er der både en eller flere flis kedler og en eller flere naturgaskedler. For naturgaskedlerne er der forudsat en drifts- og vedligeholdelsesomkostning på 10 DKK/MWh baseret på erfaringer (NIRAS, 2016). For flis kedlerne er der forudsat en drifts- og vedligeholdelsesomkostning på 29 DKK/MWh baseret på erfaringer (NIRAS, 2016).

6.2 Scenarie 1A: Flis kedel

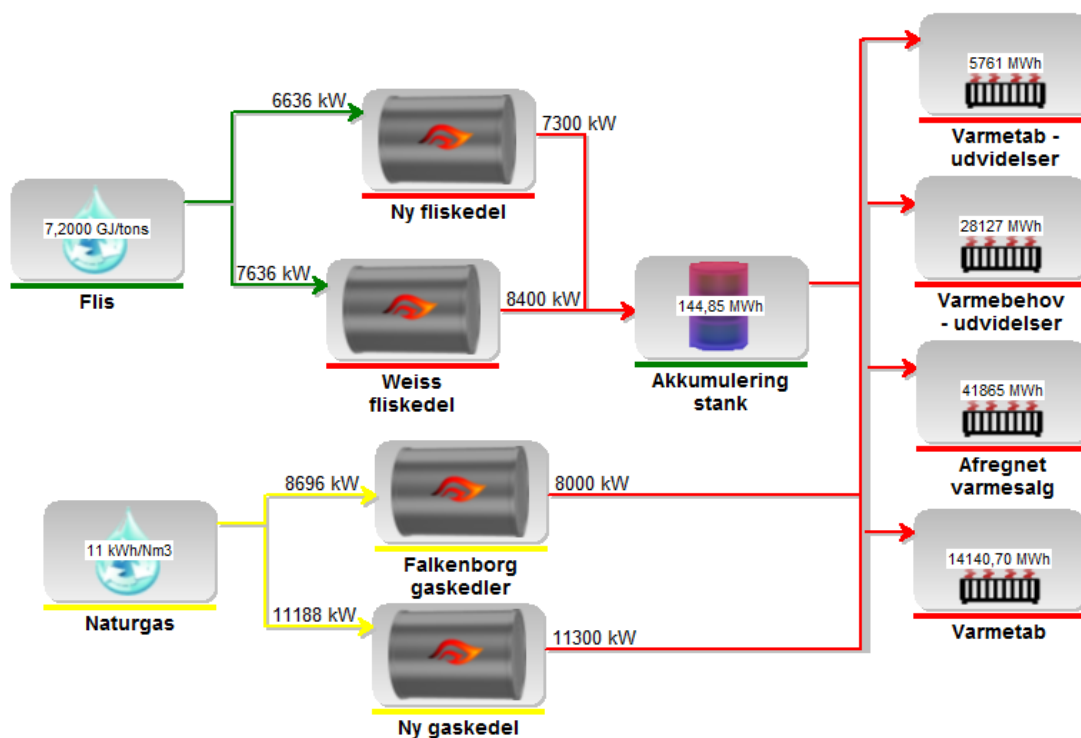
Af Bekendtgørelse nr. 1124 af 23/09/2015 om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg §17 fremgår det, at kommunalbestyrelsen kun kan godkende projekter, der er forsynet med naturgas eller mineralsk olie ved etablering af nye varmeproduktionsanlæg. Formålet med paragraffen er at sikre, at de naturgasfyrede kraftvarmeværker ikke fortrænger naturgas ved at etablere biomassefyrede kedler jf. den politiske aftale af 29. marts 2004. Det vurderes dog, at Aabybro Fjernvarmeværk ikke er at betragte som et varmeproduktionsanlæg, der leverer varme baseret på naturgas, da naturgasfyrede spids- og reservelastanlæg ikke betyder at nettet er naturgasfyret, hvis de resterende anlæg er biomassefyrede. Derforuden har fjernvarmeværkerne jf. §17 stk. 4 lov til at etablere et anlæg baseret på biomasse til varmeudvidelser, såfremt de eksisterende produktionsenheder ikke kan dække det øgede varmebehov, da det vurderes at dette ikke fortrænger naturgas.

Effekter

Af Bekendtgørelse nr. 1124 af 23/09/2015 om godkendelse af projekter for kollektive varmeforsyningsanlæg §11.2 fremgår det, at hovedproduktionsanlægget skal dimensioneres til at dække 90% af den årlige produktion af varme. Der skal derfor etableres en 7,3 MW flis kedel til grund- og mellemlast og en 11,3 MW naturgaskedel til spids- og reservelast (se bilag 13 for beregninger).

Virkningsgraden for flis kedlen forudsættes at være 110% tilsvarende virkningsgraden på flis kedlen i referencen. Virkningsgraden for den nye naturgaskedel vurderes at være højere end den nuværende, forholdsvis gamle, naturgaskedel og på baggrund af Teknologikataloget, er denne vurderet til at være 101%.

I energyPRO ser scenariet ud som vist på Figur 19.



Figur 19: Oversigt over scenarie 1A i energyPRO

Data omkring effekter, virkningsgrader og levetider for de forskellige produktionsanlæg fremgår af Tabel 12.

Tabel 12: Effekter, virkningsgrader og levetider i scenarie 1A

	Effekt [MW]	Virkningsgrad	Levetid [år]
Eksisterende naturgaskedel	8	92%	35 ⁹
Eksisterende flis kedel	8,4	110%	20
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	11,3	101%	35
Ny flis kedel	7,3	110%	20

Økonomiske forudsætninger

Som det er beskrevet i afsnit 2.2.2, er alle produktionsfordelinger bestemt ud fra de selskabsøkonomiske forudsætninger. Dette gælder for alle scenarierne. I de samfundsøkonomiske beregninger er der anvendt samfundsøkonomiske priser.

I dette projekt benyttes der, for både flis kedlen og naturgaskedlen, en konkret investeringspris baseret på tidligere tilbud og erfaringer. Derfor afviger disse fra omkostningerne angivet i Tabel 10.

Tabel 13: Økonomiske forudsætninger i scenarie 1A

	Investering [DKK]	D&V [DKK/MWh]
Eksisterende naturgaskedel	-	10
Eksisterende flis kedel	-	29
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	3.890.000	10
Ny flis kedel	16.730.000	29

Produktionsfordeling

Med udgangspunkt i ovenstående forudsætninger er scenarie 1A modelleret i energyPRO, og på baggrund af dette er der fundet følgende produktionsfordeling til udvidelserne.

Tabel 14: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 1A¹⁰

Eksisterende naturgaskedel	-12%
Eksisterende flis kedel	30%
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	10%
Ny flis kedel	72%

Som det fremgår af Tabel 14, er der sammenlagt mindre produktion på naturgaskedlerne. Dette skyldes at energyPRO i dette projekt modellerer produktionsfordelingen efter de selskabsøkonomiske marginalomkostninger (ekskl. investeringsomkostningerne).

⁹ Levetiden på den eksisterende naturgaskedel skal ikke læses som resterende levetid, men er den levetid angivet i Teknologkataloget.

¹⁰ De marginale produktionsfordelinger i de forskellige scenarier skal læses som fordelingen af det nye behov.

ger). Da flis for tiden er markant billigere at fyre med end naturgas, bruges flis kedlerne før naturgaskedlerne.

6.3 Scenarie 1B: Flis kedel og absorptionsvarmepumpe

Aabybro Fjernvarmeværk er, som nævnt, allerede i overvejelser om etablering af absorptionsvarmepumpe til afkøling af røggas på eksisterende kedel. Derfor er det reelt en mulighed, at værket vil etablere en varmepumpe, dimensioneret til eksisterende flis kedel, før de gennemfører den hele konvertering. Som beskrevet i afsnit 5.3.1, vil røggassen fra begge flis kedler formodentlig opsamles i samme absorptionsvarmepumpe. I dette projekt er det valgt, for ikke at overvurdere effekten, udelukkende at øge virkningsgraden på den eksisterende flis kedel ved installation af absorptionsvarmepumpe. Absorptionsvarmepumpen er derfor ligeledes kun dimensioneret efter effekten på den eksisterende kedel.

Den nye kedel vurderes at have samme virkningsgrad som den eksisterende uden en absorptionsvarmepumpe, da den eksisterende kedel er ny. Derfor vil etableres der en ny flis kedel samt en ny naturgaskedel til spids- og reservelast.

Effekter

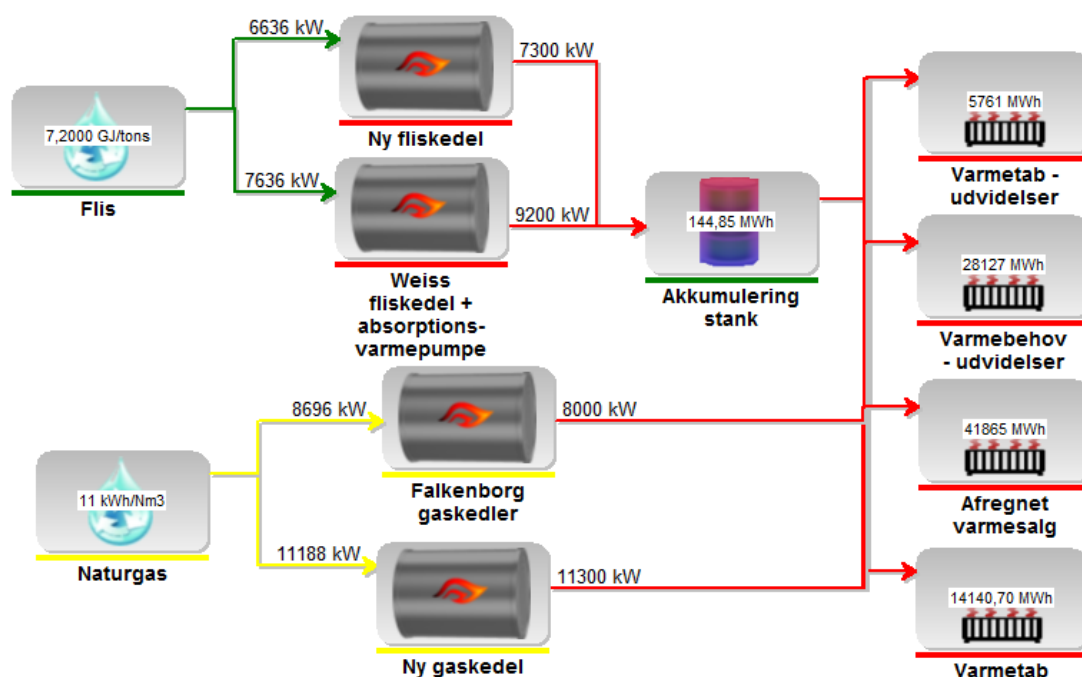
På baggrund af erfaring med tidligere projekter (NIRAS, 2016) vurderes det, at effekten på den eksisterende kedel kan øges med 10% ved at køle røggassen yderligere i en absorptionsvarmepumpe. Kedeffecten bliver dermed 9,2 MW.

Der skal etableres en 7,3 MW flis kedel til grund- og mellemlast og en 11,3 MW naturgaskedel til spids- og reservelast (se bilag 13 for beregninger). Virkningsgraden for den nye flis kedel forudsættes at være 110% tilsvarende virkningsgraden på flis kedlen i referencen.

Tabel 15: Effekter, virkningsgrader og levetider i scenarie 1B

	Effekt [MW]	Virkningsgrad	Levetid [år]
Eksisterende naturgaskedel	8	92%	35
Eksisterende flis kedel inkl. varmepumpe	9,2	120%	20
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	11,3	101%	35
Ny flis kedel	7,3	110%	20

I energyPRO ser scenariet ud som vist på Figur 20.



Figur 20: Oversigt over scenarie 1B i energyPRO

Økonomiske forudsætninger

Investeringsomkostningen til naturgaskedlen bygger, som i scenarie 1A, på erfaringer ved etablering af lignende naturgaskedler. Investeringsprisen på absorptionsvarmepumpen bygger på en budgetpris fra den virksomhed, der har bygget kedlen i Aabybro (NIRAS, 2016). Budgetprisen er høj sammenlignet med prisen på en absorptionsvarmepumpe i Teknologikataloget. Dette skyldes at det umiddelbart ikke er muligt at ombygge eksisterende scrubber, hvorfor der skal etableres en yderligere.

Drift- og vedligeholdelsesomkostninger for absorptionsvarmepumpen bygger på Teknologikataloget, se Tabel 10.

Tabel 16: Økonomiske forudsætninger i scenarie 1B

	Investering [DKK]	D&V [DKK/år]	D&V [DKK/MWh]
Eksisterende naturgaskedel	-	-	10
Eksisterende flis kedel inkl. varmepumpe	5.000.000	114.000	29
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	3.890.000	-	10
Ny flis kedel	16.730.000	-	29

Produktionsfordeling

Med udgangspunkt i ovenstående forudsætninger er scenarie 1B modelleret i energyPRO og på baggrund af dette, er der fundet følgende produktionsfordeling til udvidelserne (konverteringerne af individuel opvarmning i Nørhalne, Biersted, Thomasmindeparken og Industriområdet).

Tabel 17: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 1B

Eksisterende naturgaskedel	-12%
Eksisterende flis kedel inkl. varmepumpe	42%
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	7%
Ny flis kedel	63%

Som det fremgår af Tabel 17, spares der produktion på naturgaskedlerne, når der tilføjes en ny flis kedel og absorptionsvarmepumpe til røggasafkøling på eksisterende flis kedel.

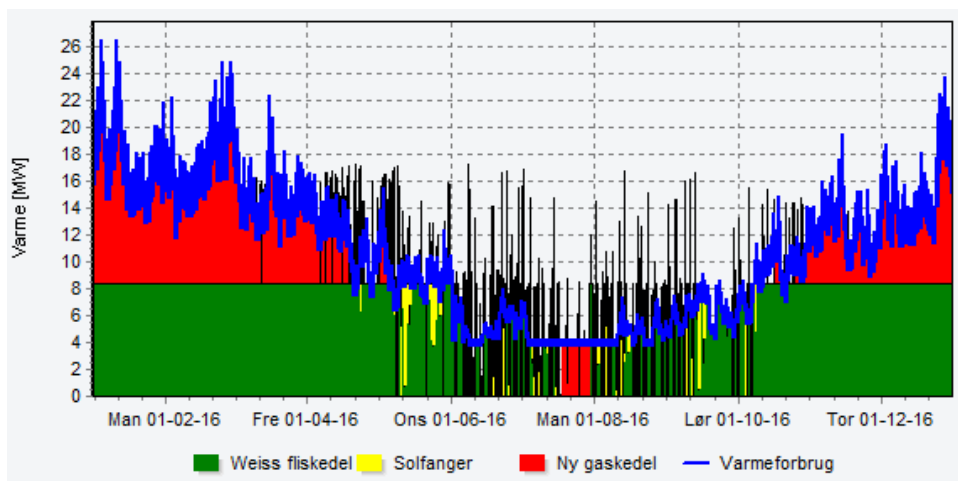
6.4 Scenarie 2A: Solvarme til grundlast

Fjernvarmeverker har tilladelse til at etablere solvarme, da det ikke er at betragte som et brændsel (Energistyrelsen, 2007).

I dette scenarie etableres der et solvarmeanlæg bestående af flade solfanger. Derfor uden etableres der en ny naturgaskedel til spids- og reservelast.

Areal på solfanger

Det fremgik af interviewet med driftslederen på Aabybro Fjernvarmeverk at solvarmeanlægget vil blive dimensioneret efter behovet ved varmeudvidelserne. Det fremgik dog samtidig, at solfangerne skal kunne bruges, når der er driftsstop på flis kedlen. Hvis solfangeren dimensioneres efter udvidelserne, producerer naturgaskedlerne ved driftsstop, som det fremgår af Figur 21.



Figur 21: Produktion hvis solfangeranlægget dimensioneres efter udvidelserne.

Det vurderes derfor, at solfangerne skal dimensioneres til at dække 20% af det samlede varmebehov på ca. 91.310 MWh/år. Med en forudsat ydelse på 500 kWh/m²/år er det beregnet at solfangeranlægget skal være 36.500 m². Der er udlagt et areal på ca. 10 hektar til solfanger i lokalplanen for området (lokalplan 27-009), og da det disponible areal for solfanger ca. skal være 2,5 gange solfangerfeltet, er der tilstrækkelig jord til

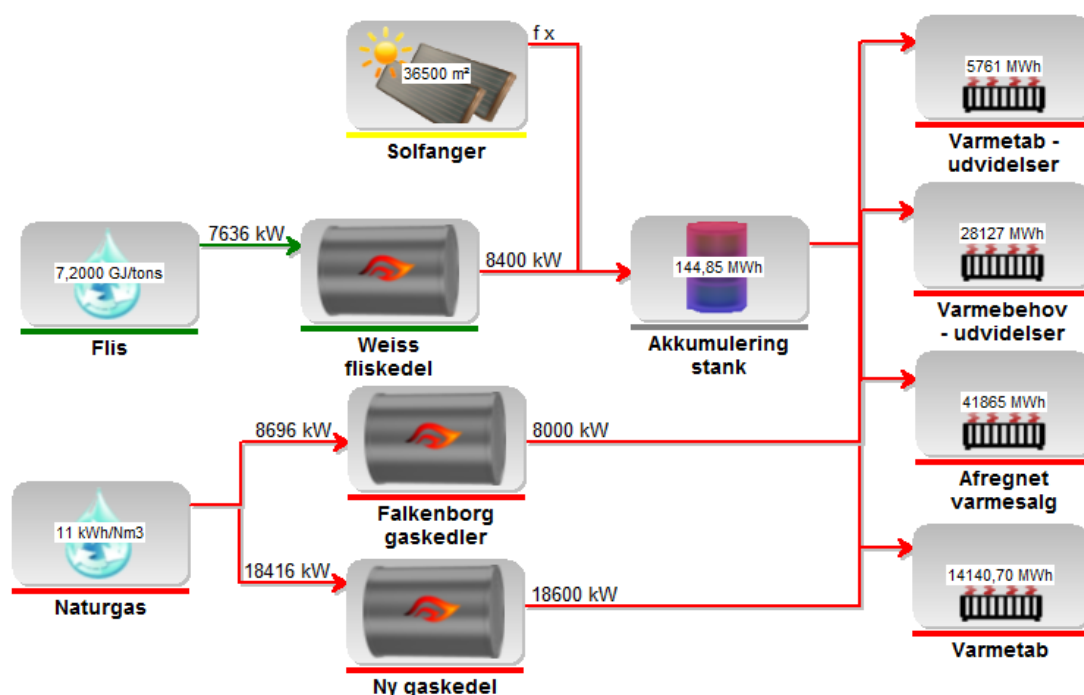
etablering af et sådant anlæg. Driftstoppet på flis kedlen er lagt ind, så der er mindst mulig produktion på naturgaskedlerne under stoppet.

Det er beregnet at der mangler 10,2 MW spidslastkapacitet samt 18,6 MW reservelastkapacitet. Da det er vigtigt at kunne opretholde forsyningssikkerheden ved eventuelle nedbrud på et anlæg, er det forudsat at der etableres en 18,6 MW naturgaskedel. Da minimumslasten for naturgaskedler er lav, vurderes det acceptabelt at etablere dette som en enhed i stedet for to mindre anlæg.

Tabel 18: Effekter, virkningsgrader og levetider i scenarie 2A

	Effekt [MW]	Areal [m ²]	Virkningsgrad	Levetid [år]
Eksisterende naturgaskedel	8	-	92%	35
Eksisterende flis kedel	8,4	-	110%	20
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	18,6	-	101%	35
Solfangeranlæg	-	36.500	-	30

I energyPRO ser scenariet ud som vist på Figur 22.

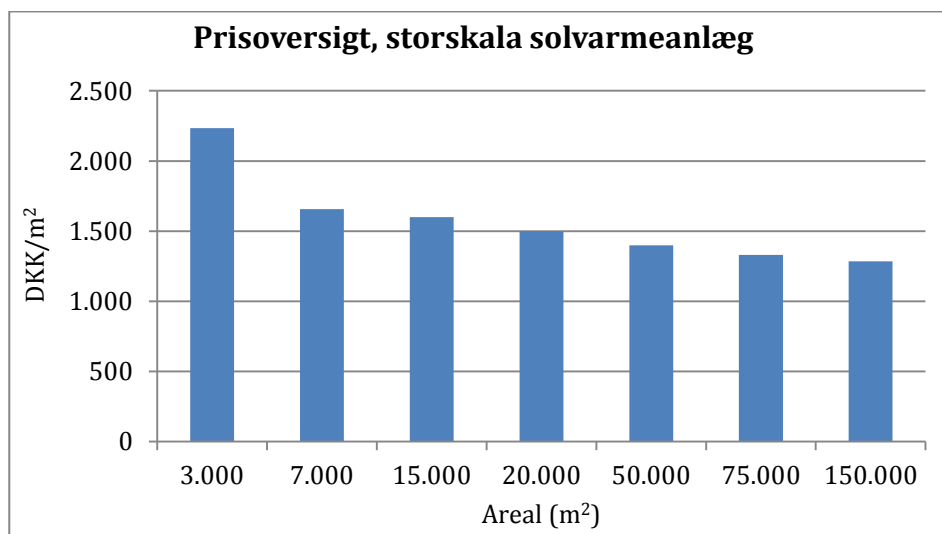


Figur 22: Oversigt over scenarie 2A i energyPRO

Økonomiske forudsætninger

Værket råder allerede over jorden, hvor solfangeranlægget tænkes etableret. På baggrund af andre projekter (Arcon-Sunmark, 2016) er der opstillet en sammenhæng med størrelsen på solfangeranlægget og prisen per kvadratmeter. Prisen afspejler et komplet solvarmeanlæg inkl. projektering, levering og montering (dog uden jord, eventuel akkumuleringstank og eventuelle transmissionsledninger på sekundærsiden). Der er

lige etableret en 2.500 m³ akkumuleringskøle, som erstatter den eksisterende på 1.200 m³. I dette projekt vurderes det, at akkumuleringskølen er tilstrækkelig i dette scenarie, hvorfor der ikke etableres en yderligere til solvarme.



Figur 23: Sammenhæng mellem størrelsen og prisen på et solfangeranlæg (Arcon-Sunmark, 2016).

På baggrund af ovenstående vurderes det, at et solfangeranlæg på 36.500 m² kan etableres til 1.450 DKK/m². Der er altså en stor investeringsomkostning forbundet med et solfangeranlæg sammenlignet med andre teknologier, hvilket ligeledes fremgår af Tabel 10. Investeringsomkostningen til naturgaskedlen bygger, som i scenarie 1A og 1B, på erfaringer ved etablering af lignende naturgaskedler.

Drift- og vedligeholdelsesomkostningerne for solfangeranlægget bygger på Teknologikataloget.

Tabel 19: Økonomiske forudsætninger i scenarie 2A

	Investering [DKK]	D&V [DKK/MWh]
Eksisterende naturgaskedel	-	10
Eksisterende flis kedel	-	29
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	4.620.000	10
Solfangeranlæg	52.925.000	4,6

Produktionsfordeling

Med udgangspunkt i ovenstående forudsætninger er scenarie 2A modelleret i energyPRO og på baggrund af dette, er der fundet følgende produktionsfordeling til udvidelserne.

Tabel 20: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 2A

Eksisterende naturgaskedel	-12%
Eksisterende flis kedel	-3%
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	63%
Solfangeranlæg	52%

Som det fremgår af Tabel 20, er der en øget produktion på naturgas, men produktionen flyttes dog fra de eksisterende naturgaskedler over på en mere effektiv naturgaskedel.

6.5 Scenarie 2B: Solvarme, damvarmelager og absorptionsvarmepumpe

I dette scenarie etableres der en solvarmeanlæg bestående af flade solfangerer samt et sæsonvarmelager bestående af et damvarmelager samt en absorptionsvarmepumpe tilkoblet damvarmelageret. Derforuden etableres der en ny naturgaskedel til spids- og reservelast.

Ved etablering af damvarmelager er det vigtigt at være opmærksom på grundvandsforholdene. Det tyder på at grundvandsspejlet ligger relativt højt ved Aabybro (GEUS's National boringsdatabase), samtidig med at Lille Vildmose ligger tæt på Aabybro. Derfor kunne det tyde på, at der ikke er særlig gode forhold for damvarmelager ved Aabybro Fjernvarmeværk. I dette projekt er det besluttet ikke at tage højde for grundvandsforholdene, bl.a. fordi det vurderes, at scenarierne også i en vis grad skal kunne overføres til andre cases. I dette projekt er det forudsat, at damvarmelageret kan placeres i sammenhæng med solvarmeanlægget ved det nye flisanlæg.

Areal på solfanger og dimension af damvarmelager

I Dronninglund er der bygget et solfangeranlæg på 35.000 m² og et damvarmelager på 60.000 m³. Derforuden er der etableret en absorptionsvarmepumpe med en varmeydelse på 3 MW (Brønderslev Kommune, 2011). I Dronninglund er solfangeranlægget dimensioneret til at dække 40% og varmepumpen 10% af årligt behov.

Ved etablering af solfangeranlæg i forbindelse med sæsonlager dimensioneres solfangerne til en højere årsdækningsgrad, sammenlignet med etablering af solfangeranlæg uden sæsonlager. I dette projekt er solfangeranlægget dimensioneret til at dække 40% af det samlede varmebehov ligesom i Dronninglund. Hvis solfangeranlægget dimensioneres til kun at dække 40% af varmebehovet for udvidelserne, er dette tilsvarende en samlet årsdækning, hvor det ikke er nødvendigt med et damvarmelager.

Ydelsen er lidt lavere ved sådanne anlæg i sammenhæng med damvarmelagre, og i dette projekt er det forudsat at ydelsen er 480 kWh/m²/år, hvilket medfører at solfangeranlægget skal være 76.000 m². I dansk kontekst har forholdet mellem solfangerfeltet og damvarmelageret i gennemsnit i de gennemførte projekter været lidt over 2,5 m³/m².

Af teknologikataloget fremgår det, at der skal etableres et sæsonlager på 1,5-2 m³/m² solfangerareal. I Dronninglund er damvarmelageret dimensioneret til en volumen på ca. 1,6 m³/m² solfangerareal, hvilket også forudsættes i nærværende projekt. Volumen på damvarmelageret skal derfor være 121.600 m³, hvilket er større end de allerede danske etablerede damvarmelagre. Topbredden af lageret forventes at måle ca. 118 meter tilsvarende et areal på 13.800 m² uden eventuelle jordvolde.

Der gælder for et damvarmelager at membranens levetid afkortes væsentligt, hvis temperaturen i toppen af lageret overstiger 95 °C. I fjernvarmenettet i Aabybro overstiger fremløbstemperaturen normalt ikke 90 °C, hvilket fremgår af Tabel 21.

Tabel 21: Temperatursæt i Aabybro Fjernvarmes forsyningsområde

Fremløbstemperatur (sommer)	71 °C
Fremløbstemperatur (vinter)	86 °C
Returløbstemperatur (sommer)	36 °C
Returløbstemperatur (vinter)	33 °C

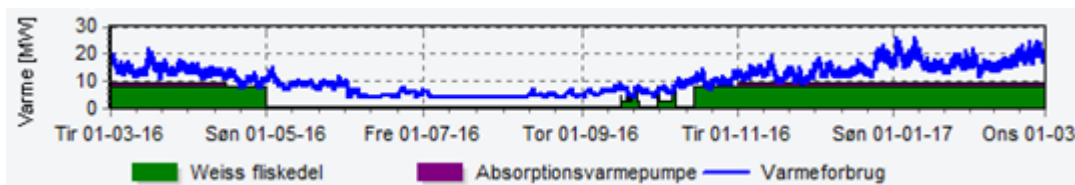
Lagerkapaciteten, dvs. energiindholdet, beregnes ved følgende formel:

$$Q[kJ] = m[kg] \cdot c_p \left[\frac{kJ}{kg \cdot K} \right] \cdot \Delta T[K]$$

Den maksimale lagerkapacitet ved opvarmning af hele lagervolumenet (121.600 m³) til 90 °C og efterfølgende afkøling til 40 °C er derved ca. 7.000 MWh.

Absorptionsvarmepumpen forudsættes at anvende varmen fra 40 °C ned til ca. 10 °C som varmekilde, hvormed kapaciteten i princippet vil øges med 4.200 MWh.

Da flis kedlen skal levere hedtvand til absorptionsvarmepumpen, skal der være samtidig drift på denne, når varmepumpen er i drift. Samtidig skal der være plads i systemet til varmepumpen. Som det fremgår af Figur 24, er disse kriterier opfyldt fra ca. den 1. november til ca. den 15. april, hvorfor varmepumpen forudsættes at være i drift her.

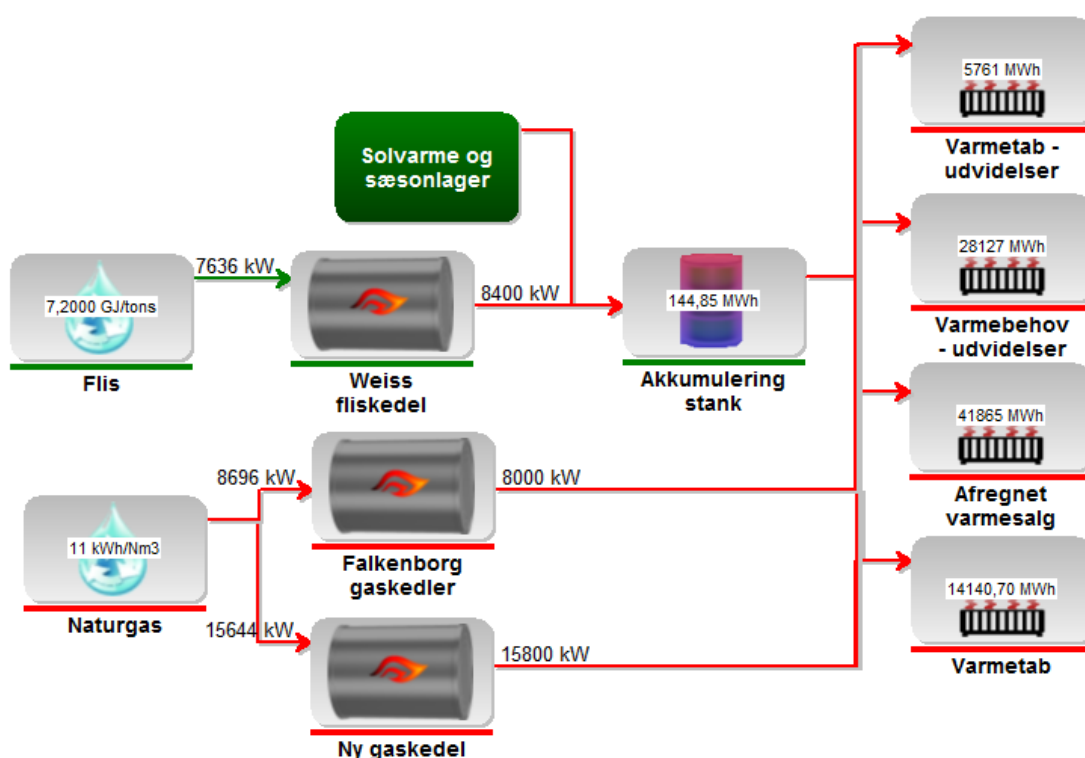


Figur 24: Produktion på flis kedlen og varmeforbruget hen over året.

EnergyPRO er et energibalance værktøj, som ikke egner sig særlig godt til at modellere et sæsonlager, hvor det handler meget om bl.a. temperaturerne i lageret. Lageret vil, som beskrevet, køles længere ned end de 40 °C ved drift på absorptionsvarmepumpen, hvilket programmet ikke er synderligt velegnet til at modellere. I dette projekt er lageret modelleret ved 40 °C i bunden i energyPRO, selvom absorptionsvarmepumpen køler

til 10 °C i perioder. Kapaciteten i energyPRO er sat konservativt, men der er nogle forhold der gør, at der vil være mere kapacitet i virkeligheden. Der kunne etableres flere solfangere i virkeligheden, da kapaciteten reelt er større i lageret end det modellerede. I energyPRO er det regnet at produktionen på varmepumpen, der er dimensioneret til et køleeffekt på 1,1 MW, er 4.356 MWh/år, hvorfor det er beregnet, at der kunne være etablerede yderligere 9.100 m² solfangere. Derfor skal der sammenlagt etableres 85.100 m² solfangere.

I energyPRO er scenariet modelleret i to lokaliteter, hvor solfangerne og sæsonlageret er modelleret i den ene lokalitet uden begrænsning på den fiktive transmissionsledning til den anden lokalitet. Oversigt over den anden lokalitet i energyPRO er vist på Figur 25.



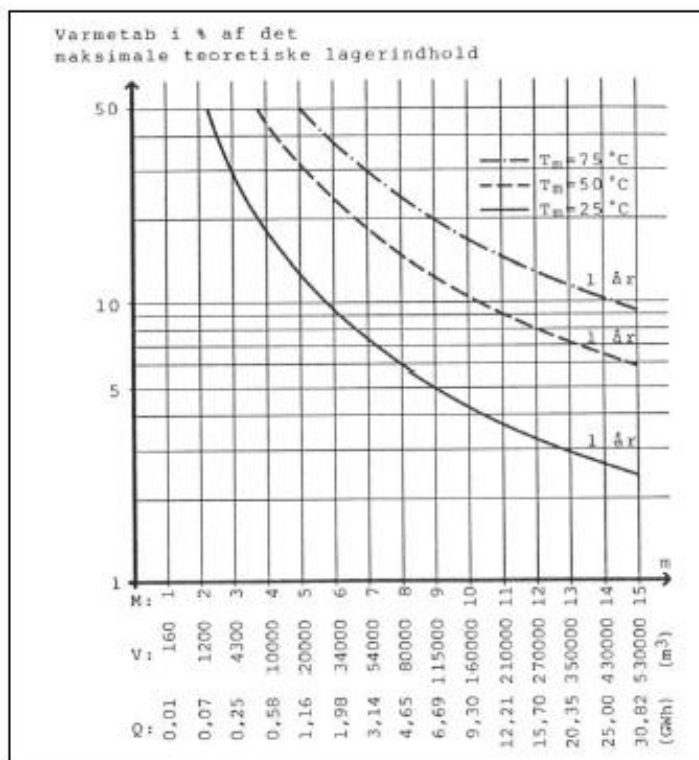
Figur 25: Oversigt over scenarie 2B i energyPRO

Absorptionsvarmepumpen er ikke temperaturafhængig, hvorfor virkningsgraden ikke ændres betydeligt over året. Der er regnet med en konstant virkningsgrad, hvilket vurderes acceptabelt, især da der er rigelig kapacitet på flis kedlen til rådighed for varmepumpen.

Tabel 22: Effekter, virkningsgrader og levetider i scenarie 2B

	Effekt [MW]	Areal [m ²]	Volumen [m ³]	Virkningsgrad	Levetid [år]
Eksisterende naturgaskedel	8	-	-	92%	35
Eksisterende flis kedel	8,4	-	-	110%	20
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	15,8	-	-	101%	35
Solfangeranlæg	-	85.100	-	-	30
Damvarmelager	-	-	121.600	-	20
Varmepumpe	1,1 (køl)	-	-	COP: 1,7	20

Varmetabet i damvarmelagre afhænger af størrelsen på lageret og af middeltemperaturen i lageret. Ved at etablere en varmepumpe bliver temperaturen i bunden af lageret mindre, og dermed bliver varmetabet mindre, da temperaturdifferencen ude og inde i lageret bliver mindre. Som det fremgår af Figur 26, kan det ved en middeltemperatur i lageret på omkring 50 °C forventes et varmetab på lidt under 15% af det maksimale lagerindhold.

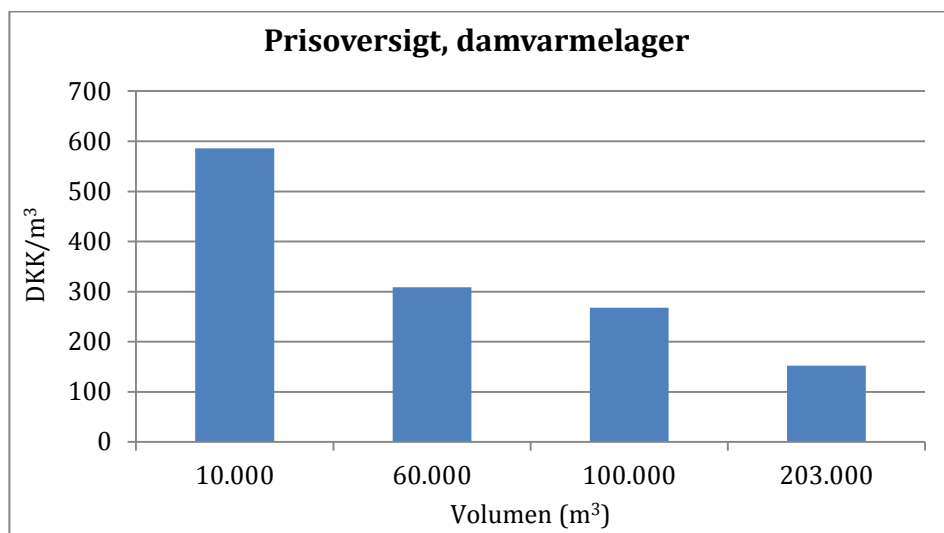


Figur 26: Det procentvise tab af det maksimale lagerindhold i et damvarmelager under ét opladnings- og afladningsforløb på et år ved forskellige middeltemperaturer. Lagerets volumen er indtegnet med en rød lodret linje (PlanEnergi m.fl., 2013).

Det vil reelt betyde, at der skulle etableres flere solfangere, for at disse skulle kunne dække 40% af samlet varmebehov, hvorfor investeringsomkostningen vil blive forøget. I dette projekt er varmetabet ikke medregnet.

Økonomiske forudsætninger

På baggrund af andre projekter (NIRAS, 2016) er der opstillet en sammenhæng med volumen på damvarmelageret og prisen per kubikmeter.



Figur 27: Sammenhæng mellem volumen og prisen på et damvarmelager.

På baggrund af Figur 23 vurderes det, at et solfangeranlæg på 76.000 m² kan etableres til 1.332 DKK/m², og på baggrund af Figur 27 vurderes det, at et damvarmelager på 121.600 m³ kan etableres til 268 DKK/m³.

Værket råder allerede over noget af jorden, hvor solfangeranlægget og damvarmelageret tænkes etableret. Da solfangerfeltet og damvarmelageret fylder mere, end det jordværket råder over, vurderes det, at værket er nødsaget til at købe yderligere 13 hektar i dette scenarie. Det er forudsat, at jorden kan erhverves for 200.000 DKK/hektar.

Investeringsomkostningen til varmepumpen udgør 2 mio. DKK/MW_{køl} (PlanEnergi, 2015). Investeringsomkostningen til naturgaskedlen bygger, som i de øvrige scenarier, på erfaringer ved etablering af lignende naturgaskedler.

Drift- og vedligeholdelsesomkostningerne for solfangeranlægget, damvarmelageret og varmepumpen bygger på Teknologikataloget.

Tabel 23: Økonomiske forudsætninger i scenarie 2B

	Investering [DKK]	D&V [DKK/år]	D&V [DKK/MWh]
Eksisterende naturgaskedel	-	-	10
Eksisterende flis kedel	-	-	29
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	4.310.000	-	10
Solfangeranlæg	113.319.000	-	4,6
Damvarmelager	32.561.000	227.900	-
Jord	2.600.000	-	-
Varmepumpe	2.124.000	158.500	-

Produktionsfordeling

Med udgangspunkt i ovenstående forudsætninger er scenarie 2B modelleret i energyPRO og på baggrund af dette, er der fundet følgende produktionsfordeling til udvidelserne.

Tabel 24: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 2B

Eksisterende naturgaskedel	- 12%
Eksisterende flis kedel	-33%
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	21%
Solfangeranlæg	111%
Varmepumpe	13%

Som det fremgår af tabellen, substituerer solvarmen og varmepumpen primært produktionen på flis kedlen.

6.6 Scenarie 3A: Geotermi – varmeveksling og absorptionsvarmepumpe

Fjernvarmeverker har tilladelse til at etablere geotermiske anlæg da det ikke er at betragte som et brændsel (Energistyrelsen, 2007).

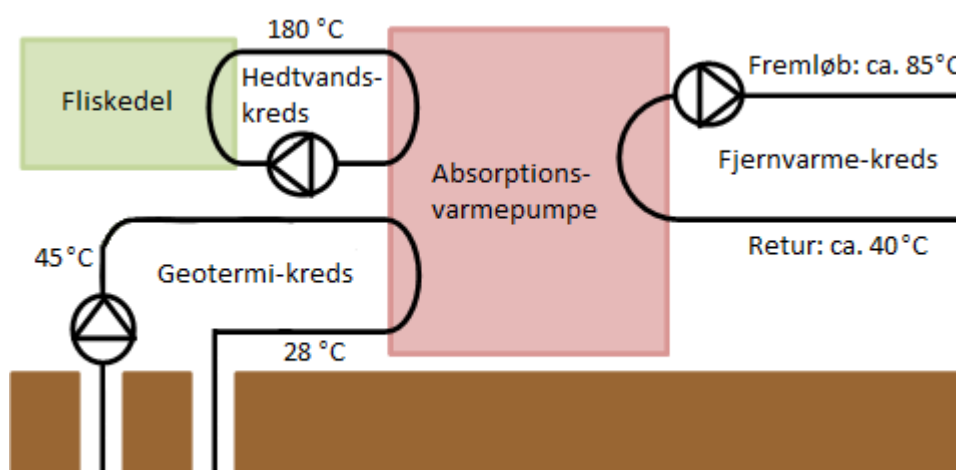
Effekt

I 1950 blev der boret ved Haldager ca. 3,7 km sydøst for værket på Ny Aabyvej. Denne boring, Haldager-1, viste en temperatur på 85 °C i ca. 1.500 meters dybde (PlanEnergi, 2010), hvilket er markant højere, end hvad der normalt forventes i Danmark i denne dybde. Hvis varmen i området er 85 °C, kan det bruges direkte via en varmeveksler. I dette projekt tages der udgangspunkt i denne temperatur, der varmeveksles direkte med returen, hvorved det geotermiske vand køles ned til ca. 45 °C. Herefter anvendes en absorptionsvarmepumpe til at køle det geotermiske vand yderligere ned. Dermed øges den installerede effekt fra boringen. Da hedtvandet alligevel ville ende som fjernvarme, er det ”gratis” og det geotermiske anlæg ”låner” så at sige energi, inden den returneres til fjernvarmenettet.

På baggrund af et tidligere projekt er det i nærværende projekt forudsat, at der kan pumpes 200 m³/time op fra den geotermiske boring (PlanEnergi, 2010). Effekten der kan opnås ved varmevekslingen er dermed 9 MW.

Foruden at udnytte hedtvandet fra flis kedlen til en absorptionsvarmepumpe til yderligere afkøling af det geotermiske vand, er scenariet opstillet således, at der også bruges noget hedtvand fra flis kedlen til at køle røggassen fra flis kedlen yderligere. Derved øges virkningsgraden på flis kedlen. Dette giver økonomisk mening, såfremt der kan opnås en virkningsgrad på varmepumpen på 1,7. I Hjørring Varmeforsyning bruges der 10 MW drivvarme til 3 MW køl. Hvis der kun kan opnås en sådan virkningsgrad, giver det ikke nødvendigvis mening at bruge noget af drivvarmen til at køle røggassen. I dette projekt er der regnet med en virkningsgrad på 1,7 for absorptionsvarmepumpen.

Den resterende drivvarme bruges til at køle det geotermiske vand yderligere. Det er beregnet, at der med det resterende drivvarme kan køles 4 MW af det geotermisk vand. Se princip for varmepumpen på Figur 28.



Figur 28: Forsimplet diagram for absorptionsvarmepumpen. Varmevekslingen af det geotermiske vand med returen fremgår ikke af figuren. Egen produktion efter (PlanEnergi, 2010).

Elforbruget til pumpen til oppumpning af det geotermiske vand er beregnet til 0,45 MW. På årsbasis bruges der 3.328 MWh_{el}.

Der er ikke brug for spidslastkapacitet, men hvis f.eks. varmeveksler tages ud af drift af en eller anden årsag, er der brug for reservelast. Det er beregnet, at der mangler 9,4 MW reservelastkapacitet. Denne reservelastkapacitet er ikke en del af energyPRO modellen, da der ikke er noget drift på eksisterende naturgaskedel, og heller ikke vil være det selvom virkningsgraden øges fra 92% til 101% for reservelastkedlen. Kedlen er dog medtaget i de samfundsøkonomiske beregninger, da der kræves en investering heri.

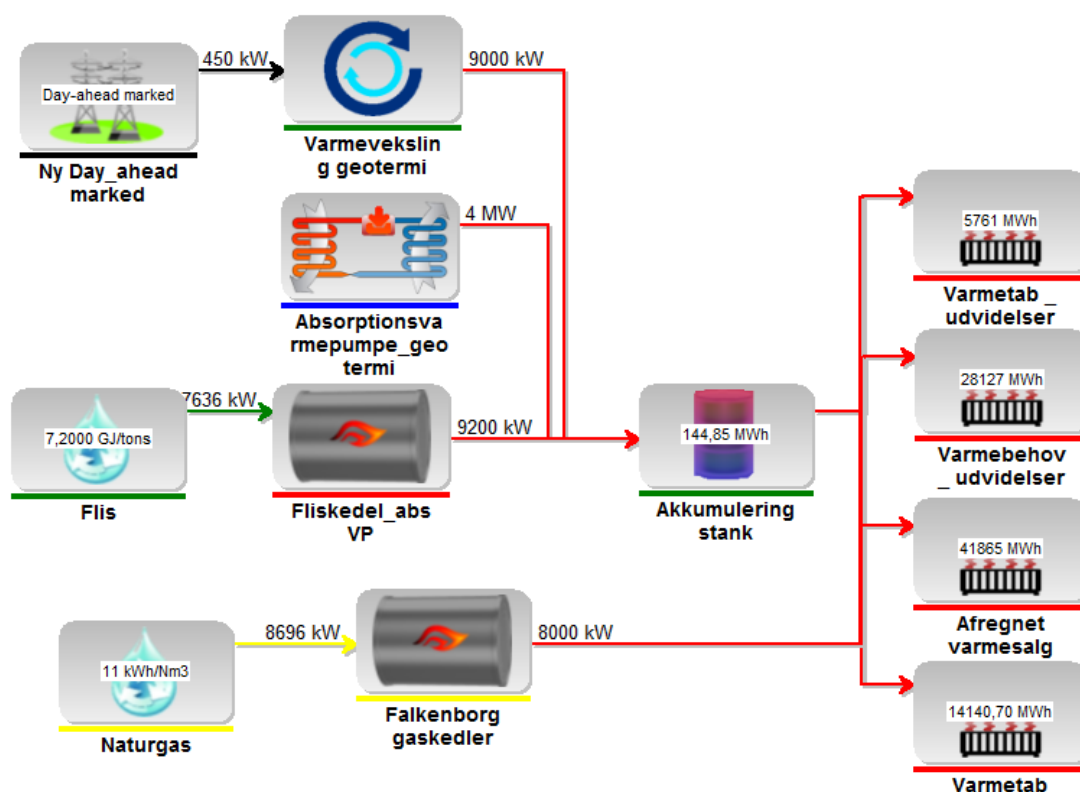
Tabel 25: Effekter, virkningsgrader og levetider i scenarie 3A

	Effekt [MW]	Virkningsgrad	Levetid [år]
Eksisterende naturgaskedel	8	92%	35
Eksisterende flis kedel inkl. varmepumpe	9,2	120%	20
Varmeveksler	9	-	35 ¹¹
Geotermisk anlæg	-	-	25
Absorptionsvarmepumpe (til geotermi)	4 (køl)	COP: 1,7	20
Ny gaskedel (reservelast)	9,4	101%	35

Et geotermisk anlæg tager op til syv år at etablere, fra den første projektudvikling til anlægget er i drift (Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, 2014). I dette projekt er det forudsat, at det geotermiske anlæg sættes i drift i 2022. De nye kunder vil i mellemtiden kunne forsynes af midlertidige containercentraler, som er transportable kedelanlæg. Det er dog beregnet, at etableringen af en reservelast gaskedel kan forsyne de nye kunder indtil 2022, hvor det geotermiske anlæg forventes i drift. Hvis der i denne periode er en af produktionsenhederne, der tages ud af drift, kan det være nødvendigt med en midlertidig kedelløsning. En eventuel omkostning hertil er ikke indregnet i projektet.

Flis kedlen og absorptionsvarmepumpen til røggasafkøling er modelleret som én enhed. Varmeproduktionen fra absorptionsvarmepumpen med geotermisk vand som kilde afhænger af varmeproduktionen fra varmeveksleren, da den yderligere køling af det geotermiske vand sker efter varmevekslingen. Derfor afhænger absorptionsvarmepumpen med geotermisk vand som kilde af flis kedlen, da denne leverer drivvarme til absorptionsvarmepumpen. Tidligere har det i energyPRO ikke været muligt, at en enhed afhang af mere end en anden enhed. Dette er blevet muligt med den udgave af energyPRO, der udkom i april 2016 (version 4.4), hvorfor denne nye version er anvendt til modellering af dette scenarie. Da absorptionsvarmepumpen til yderligere afkøling af det geotermiske vand i princippet er gratis at drive, idet der er forudsat ikke at være nogle drift og vedligeholdelsesomkostninger, er den prioriteret højt.

¹¹ Kilde: (Rambøll, 2008)



Figur 29: Oversigt over scenarie 3A i energyPRO

Økonomiske forudsætninger

I Drejebog om Geotermi, udarbejdet af Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, Grøn Energi, Ross Engineering og GEUS, er det angivet at et geotermisk anlæg koster 13,5 mio. DK/MW (Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, 2014). Som nævnt er det forudsat, at det geotermiske anlæg sættes i drift i 2022. Det er ligeledes forudsat at investeringen forefalder i 2022. I virkeligheden vil investeringen formodentligt forefalde løbende fra 2017-2022. Jo længere ude i fremtiden investeringen ligger, jo mindre betydning tilregnes den, når der benyttes en diskonteringsrente. Når investeringen er lagt i 2022, bevirker det, at nutidsværdien bliver lavere, end den vil være, hvis investeringen i stedet var lagt løbende fra 2017-2022.

Absorptionsvarmepumpen til røggasafkøling (ca. 760 kW_{køl}) er som i scenarie 1B relativt høj grundet etableringen af ny scrubber. Der er indhentet en overslagspris på absorptionsvarmepumpen til yderligere afkøling af det geotermiske vand (4 MW_{køl}), og denne beløber sig til 10 mio. DKK (Danstoker, 2016).

Ifølge en rapport om standardpriser for en række fjernvarmekomponenter angives en omkostning til varmeveksler til 0,27 mio. DKK/MW i 1981 priser (Rambøll, 2008) svarende til 767.442 DKK/MW i 2016 priser. Denne omkostning er gældende for Københavnsområdet, hvorfor det vurderes at det kan etableres for 750.000 DKK/MW i dette

projekt. Temperatursættene påvirker da prisen markant, hvilket skyldes at en ændring i temperatursættet, ændrer arealet:

$$q = k \cdot A \cdot LMTD$$

Hvis f.eks. temperaturen på primærsiden af varmevekslere ændres fra 45 °C til 43 °C, ændres den logaritmiske middeltemperaturdifferens og da energimængden ellers afhænger af arealet og en konstant, vil arealet dermed ligeledes ændres. En ændring i temperaturen medfører, at arealet kan ændres meget, hvilket får betydning for prisen. Det er derfor svært at prissætte varmeveksleren på forhånd. Sammenlignes med andre projekter ved lignende temperatursæt er de 750.000 DKK/MW eventuelt i overkanten (NIRAS, 2016), men anvendes i dette projekt.

I Thisted udgør de løbende omkostninger til elforbrug og løbende vedligehold af pumperne til det geotermiske vand 71 DKK/MWh. Elforbruget til pumpning er ca. 5% af den producerede varme (Energistyrelsen, 2015). Fratrækkes omkostningerne til el, udgør de løbende vedligeholdelsesomkostninger af pumpen 38 DKK/MWh. Selve absorptionsvarmepumpen til geotermisk vand har nærmest ingen driftsomkostninger (PlanEnergi, et al., 2014).

Tabel 26: Økonomiske forudsætninger i scenarie 3A

	Investering [DKK]	D&V [DKK/år]	D&V [DKK/MWh]
Eksisterende naturgaskedel	-	-	10
Flis kedel inkl. varmepumpe	5.000.000	114.000	29
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	3.680.000	-	10
Varmeveksler ¹²	6.750.000	-	38
Geotermisk anlæg ¹²	121.500.000	-	-
Varmepumpe til geotermi (4 MW) ¹²	10.000.000	-	-

Produktionsfordeling

Med udgangspunkt i ovenstående forudsætninger er scenarie 3A modelleret i energyPRO for hhv. før og efter det geotermiske anlæg er i drift og på baggrund af dette, er der fundet følgende produktionsfordeling til udvidelserne fra 2017 til 2022, hvor det geotermiske anlæg forventes i drift.

Tabel 27: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 3A fra år 2017 til år 2022

Eksisterende naturgaskedel	-10%
Eksisterende flis kedel inkl. absorptionsvarmepumpe	42%
Ny gaskedel (reservelast)	68%

¹² Investeringen forefalder i 2022.

Fra år 2022 hvor det geotermiske anlæg er i drift, er der fundet følgende produktionsfordeling til udvidelserne.

Tabel 28: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 3A fra år 2022 og frem

Eksisterende naturgaskedel	-12%
Eksisterende flis kedel inkl. varmepumpe til røggasafkøling	-87%
Varmepumpe til yderligere køling af geotermisk vand	4%
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	0%
Varmeveksler	195%

Som det fremgår af Tabel 28, substituerer det geotermiske anlæg både produktion på flis kedlen og produktion på naturgaskedlen. Ved etablering af det geotermiske anlæg kan varmevekslingen af det geotermiske vand med returen dække markant mere end udvidelserne, og der er ikke brug for drift på naturgaskedlerne i dette scenarie.

6.7 Scenarie 3B: Geotermi – varmeveksling og eldreven varmepumpe Effekt

Som i scenarie 3A varmeveksles det geotermiske vand først direkte med returen, hvorved der kan opnås 9 MW. Dette geotermiske vand køles yderligere i en eldreven varmepumpe. Det er, på baggrund af data fra Teknologikataloget, estimeret at der kan opnås en COP på 4,6. Der skal altså bruges 2,5 MW el til varmepumpen, og der produceres 11,5 MW fra varmepumpen.

Elforbruget til oppumpning af det geotermiske vand er beregnet til 0,45 MW. På årsbasis bruges der 3.328 MWh_{el}. Derforuden bruges der 302 MWh_{el}/år til varmepumpen.

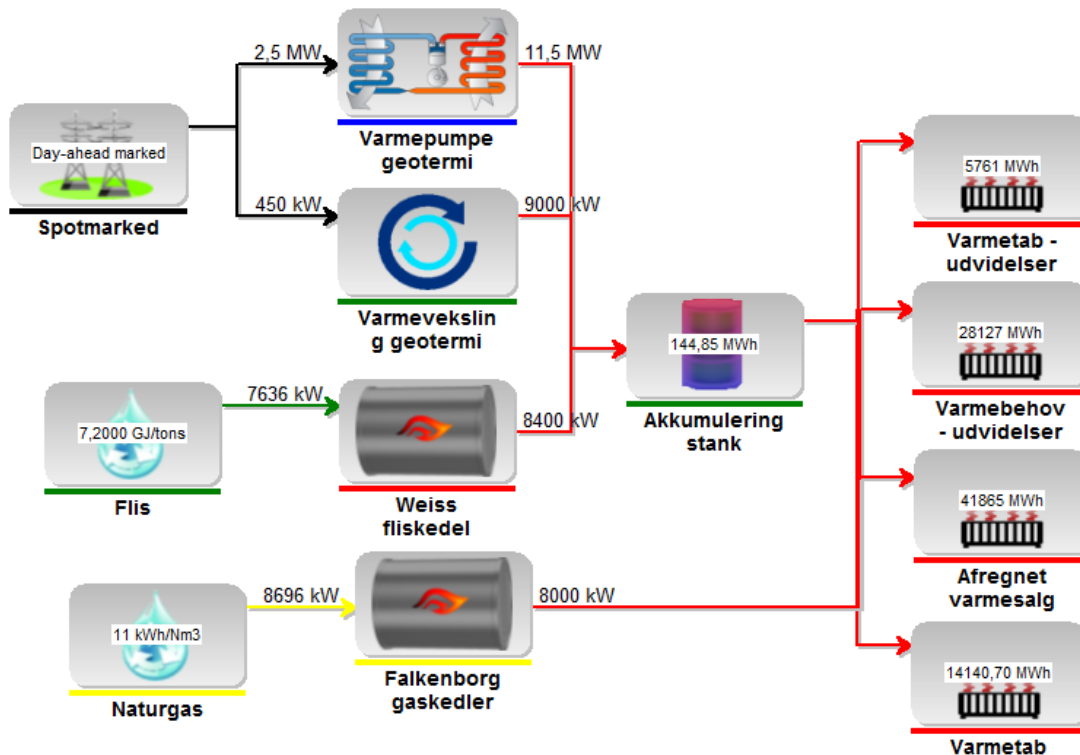
Det er beregnet at der skal etableres en 10,2 MW reservelastkedel. Da der ikke er noget drift på eksisterende naturgaskedel, er denne reservelast ikke en del af energyPRO modellen, da produktionsfordelingen ikke vil ændres ved medtagelse af denne. I de samfundsøkonomiske beregninger er investeringen i reservelastkedlen dog medregnet.

Tabel 29: Effekter, virkningsgrader og levetider i scenarie 3B

	Effekt [MW]	Virkningsgrad	Levetid [år]
Eksisterende naturgaskedel	8	92%	35
Eksisterende flis kedel	8,4	110%	20
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	10,2	101%	35
Varmeveksler	9	-	35
Geotermisk anlæg	-	-	25
Eldreven varmepumpe	11,5 (varme)	COP: 4,6	20

Som i scenarie 3A er det ligeledes i scenarie 3B forudsat, at det geotermiske anlæg sættes i drift i 2022. Også i scenarie 3B kan de nye kunder i mellemtiden forsynes at reser-

velastkeden. Modellen af scenariet efter det geotermiske anlæg er etableret, fremgår af Figur 30.



Figur 30: Oversigt over scenarie 3B i energyPRO

Økonomiske forudsætninger

Det geotermiske anlæg estimeres, som i scenarie 3A, til at kunne etableres for 13,5 mio. DKK/MW. Den eldrevne varmepumpe kan etableres for 3,79 mio. DKK/MW_{varme} (Energistyrelsen, 2015). Varmervekslerne forventes at kunne etableres for 750.000 DKK/MW.

De løbende vedligeholdelsesomkostninger af pumpen udgør 38 DKK/MWh. Som i scenarie 3A vurderes det, at der ikke er de store vedligeholdelsesomkostninger forbundet med varmepumpen, hvorfor der ikke er medregnet en sådan i projektet.

Tabel 30: Økonomiske forudsætninger i scenarie 3B

	Investering [DKK]	D&V [DKK/MWh]
Eksisterende naturgaskedel	-	10
Eksisterende flis kedel	-	29
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	3.780.000	10
Varmeveksler ¹³	6.750.000	38
Geotermisk anlæg ¹³	121.500.000	-
Varmepumpe ¹³	43.585.000	-

Produktionsfordeling

Med udgangspunkt i ovenstående forudsætninger er scenarie 3B modelleret i energyP-RO for hhv. før og efter det geotermiske anlæg er i drift, og på baggrund af dette er der fundet følgende produktionsfordeling til udvidelserne fra 2017 til 2022, hvor det geotermiske anlæg forventes i drift.

Tabel 31: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 3B fra år 2017 til år 2022

Eksisterende naturgaskedel	-10%
Eksisterende flis kedel	30%
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	80%

Fra år 2022, hvor det geotermiske anlæg er i drift, er der fundet følgende produktionsfordeling til udvidelserne.

Tabel 32: Marginal produktionsfordeling til varmeudvidelserne i scenarie 3A fra år 2022 og frem

Eksisterende naturgaskedel	-12%
Eksisterende flis kedel	-87%
Ny gaskedel (spids- og reservelast)	0%
Varmeveksler	195%
Varmepumpe	4%

Som det fremgår af Tabel 32, substituerer det geotermiske anlæg både produktion på flis kedlen og produktion på naturgaskedlen. Som det var gældende i scenarie i 3A, kan varmevekslingen af det geotermiske vand med returen ligeledes dække markant mere end udvidelserne, og der er ikke brug for drift på naturgaskedlerne i dette scenarie.

På baggrund af de modellerede scenarier, er ændringen i brændselsforbruget fundet, hvis der konverteres fra individuel opvarmning til fjernvarme.

¹³ Investeringen forefalder i 2022.

6.8 Brændselsforbrug

Da de politiske målsætninger omhandler en omstilling fra fossile brændsler til vedvarende energikilder, vurderes det relevant at belyse ændringen af brændselsmængderne i de forskellige scenarier.

Tabel 33: Sparet brændselsforbrug til varmeudvidelserne (ved 100% konvertering)

		Scenarie 1A	Scenarie 1B	Scenarie 2A	Scenarie 2B	Scenarie 3A	Scenarie 3B
Naturgas	Nm ³ /år	2.264.585	2.333.767	631.922	1.940.848	2.572.808	2.572.808
Biomasse	ton/år	-15.649	-13.374	609	5.178	17.049	13.682
Olie	liter/år	210.089	210.089	210.089	210.089	210.089	210.089
El	MWh _{el} /år	642	642	642	642	-2.686	-2.988

Af Tabel 33 fremgår det, at der i alle scenarierne spares store mængder af naturgas, hvis alle individuelle varmemeforbrugere konverteres til fjernvarme. I scenarierne med flis er biomasseforbruget (flis og træpiller) højere ved fjernvarme end ved individuel opvarmning, mens det er lavere i de øvrige scenarier. Da der ikke anvendes olie som brændsel i nogle af scenarierne, er olieforbruget selvsagt højere i referencen end i scenarierne. I scenarierne med geotermisk vand er elforbruget højere end i referencen, mens det er lavere i de øvrige scenarier.

Ved at konvertere de individuelle opvarmningsforbrugere til fjernvarme spares der generelt en markant mængde fossile brændsler i form af naturgas og olie. Desuden spares der i 4/6 af scenarierne på elforbruget, som i dag består af ca. 40% fossile brændsler jf. Figur 10 på side 22.

7 SAMFUNDSØKONOMISKE RESULTATER

I dette kapitel præsenteres resultaterne af de samfundsøkonomiske beregninger og analyser. Indledningsvist præsenteres nogle forudsætninger, der ligger til grund for beregningerne. Resultaterne, der er udregnet i HMN's model, og som bygger på Finansministeriet og Energistyrelsens forudsætninger, præsenteres dernæst. Resultaterne er efterfulgt af en analyse af, hvor følsomme parametrene i analysen er. Herefter belyses resultaterne af den alternative samfundsøkonomiske analyse efterfulgt af følsomhedsanalyser. Dernæst sammenlignes de to metoder, og til sidst i dette kapitel opsummeres resultaterne i en delkonklusion.

7.1 Forudsætninger

I dette afsnit præsenteres de forudsætninger, der endnu ikke er beskrevet, men som ligger til grund for de samfundsøkonomiske resultater.

7.1.1 Tilslutningsomkostninger

Foruden de i kapitel 6 nævnte investeringsomkostninger og omkostninger til drift og vedligehold ved forskellige produktionsenheder, er der ydermere nogle omkostninger forbundet ved etablering af nyt ledningsnet. Omkostningerne til transmissionsledninger, distributionsledninger og pumpestationer mm. udgør en basisinvestering, der ikke afhænger af tilslutningsandelen. Investeringsomkostningerne til stikledningerne afhænger tvært i mod af andelen af ejendomme, der tilsluttes. Der er ydermere nogle drift og vedligeholdsomkostninger ved fjernvarmenettet. Der er også investering- og drift og vedligeholdsomkostninger til fjernvarmeunits. Omkostningerne fremgår af Tabel 34.

Tabel 34: Omkostninger til ledningsnet og fjernvarmeunits

Investering til ledningsnettet (uanset tilslutningsandel)	62.433.000	DKK
Investering til stikledninger	21.600	DKK/ejendom
Drift og vedligehold ved fjernvarmenet	245.900	DKK/år
Investeringsomkostning til fjernvarmeunit	20.200	DKK/ejendom
Investeringsomkostning til fjernvarmeunit ved elvarme	74.500	DKK/ejendom
Drift og vedligehold ved fjernvarmeunit	1.200	DKK/enhed/år

Disse omkostninger er en del af alle scenarierne. Den samlede omkostning til ledningsnet og fjernvarmeunits afhænger, som nævnt, af tilslutningsprocenten.

7.1.2 Tilslutningsprocent

I nærværende projekt er det forudsat, at der ikke oprettes tilslutningspligt, hvis konverteringsprojektet realiseres. I det nedenstående argumenteres der for de forudsatte tilslutningsprocenter.

For de forbrugere der i dag har individuelle elvarme og individuelle oliefyr kan det, jf. Figur 15, forbrugerøkonomisk i særdeleshed betale sig at skifte til fjernvarme. I dette

projekt er tilslutningsprocenten antaget primært på baggrund af forbrugerøkonomiske årsager. Det kan dog i virkeligheden være, at elvarme kunderne ikke alle vil konverteres, da det umiddelbart er mere besværligt at konvertere elvarme til fjernvarme grundet en ny installation af et vandbåret system. Det økonomiske aspekt heraf er dog medregnet i forbrugerpriserne vist på Figur 15. Det vurderes derfor, at alle disse olie- og elvarme kunder vil tilslutte sig fjernvarme.

For de kunder der i dag bruger naturgas til individuel opvarmning, er den årlige varmepris, jf. Figur 15, en anelse lavere hvis de konverterer til fjernvarme. Da besparelsen ikke er særlig stor, vurderes det, at ikke alle vil skifte til fjernvarme.

Det fremgår af Figur 15, at jordvarme er en dyrere løsning end fjernvarme, når reinvestering i jordvarme indregnes. Da der ikke er tilgængelig data om jordvarmeanlæggenes alder, er det forudsat, at der skal ske en reinvestering. Det vurderes derfor at de fleste med individuel varmepumpe, af forbrugerøkonomiske årsager, vil konvertere til fjernvarme.

Det fremgår af Figur 15, at den årlige varmeudgift er en smule højere for fjernvarme, hvis forbrugerne i dag har en individuel kedel til træpiller. Der findes dog tilfælde hvor husstande med en træpille kedel, frivilligt skifter til fjernvarme, selvom det ikke er forbrugerøkonomisk fordelagtigt. Et eksempel på det er i Hinnerup, hvor syv kunder der før havde et træpille kedel, i forbindelse med et konverteringsprojekt skiftede til fjernvarme, selvom det umiddelbart er billigere med en individuel træpille kedel. Argumenterne omhandler primært, at det er mere komfortabelt med fjernvarme, da der ikke er det samme drift og vedligehold, som der er ved en kedel. Derforuden var der også en forbruger, som var blevet for gammel til selv at varetage drift og vedligehold ved kedlen. Se bilag 18 for yderligere beskrivelse af eksemplerne. Et lignende eksempel findes i Aabybro. Derfor vurderes det, at nogle af de kunder der i dag har en træpille kedel, alligevel vil konverteres, da det for mange er mere bekvemmeligt med fjernvarme, og da varmeprisen ved at have en træpille kedel ikke er markant lavere end fjernvarme.

Det har ydermere betydning hvornår de forskellige varmekonsumenter eventuelt vil konvertere til fjernvarme. I dette projekt er det forudsat, at opbygningsperioden sker over 9 år.

På baggrund af ovenstående forbrugerøkonomiske argumenter forudsættes følgende tilslutning og opbygningsperiode:

Tabel 35: Tilslutningsprocent i hhv. start og sluttifældet samt opbygningsperioden

		Naturgas	Olie	Træpiller	Elvarme	Varmepumpe
Starttilslutning	%	60%	80%	40%	80%	60%
Slutttilslutning	%	90%	100%	60%	100%	80%
Opbygningsperiode	år	9	9	9	9	9

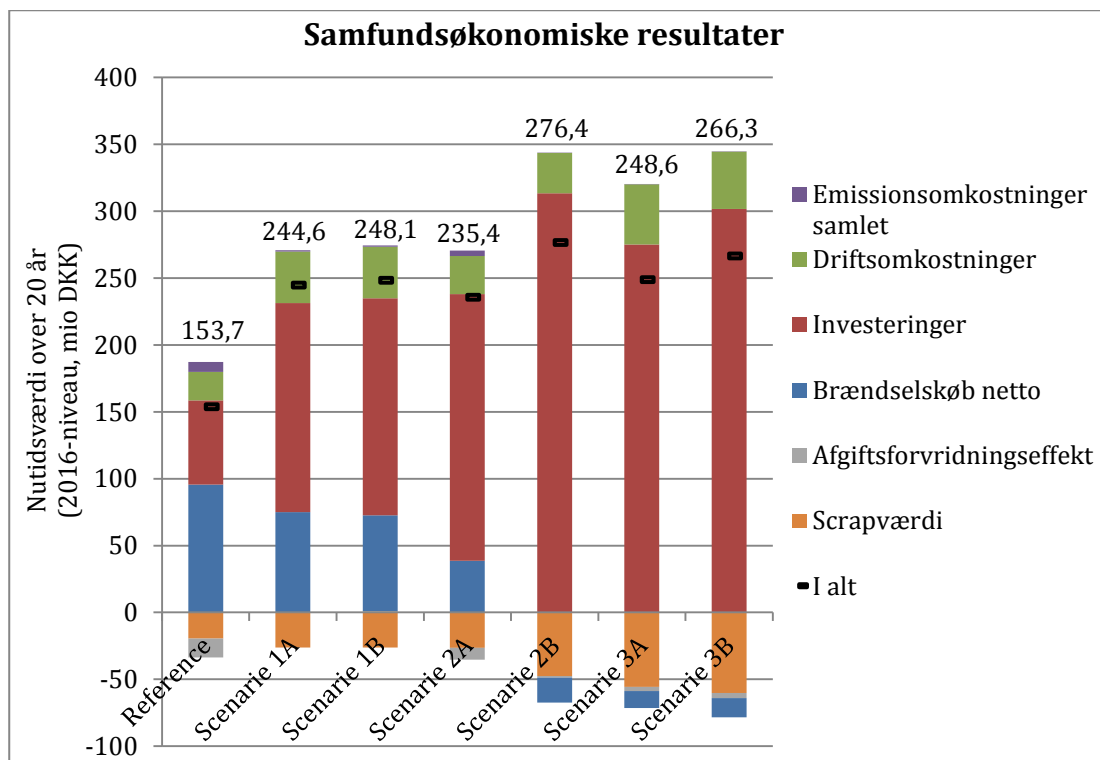
Scenarierne er modelleret i energyPRO på baggrund af, at alle individuelle varmekonverterere konverteres til fjernvarme. Som det fremgår af ovenstående, er der nogle kunder, der af forbrugerøkonomiske årsager formodentlig ikke vil konverteres til fjernvarme. Når tilslutningsprocenten ikke er 100%, kan de faktiske fordelinger eventuelt afvige en smule fra de fordelinger, der blev fundet i kapitel 6. Da det vurderes at det meste varmetab ligger i hovedledningerne, vil varmetabet være nogenlunde det samme, hvis der i virkeligheden ikke konverteres 100%, men vil dog fylde mere procentmæssigt. Spidslasten er formodentlig lidt for høj, når der er forudsat en 100% konvertering i energyPRO modellerne. Den største konsekvens vurderes umiddelbart at være for flis kedlen, der er dimensioneret efter 100% konvertering. Det vurderes dog, at fordelingerne angivet i kapitel 6 er repræsentative for den forudsatte tilslutningsprocent.

7.2 Resultater af HMN's model

I dette afsnit præsenteres resultaterne fra HMN's model, der bygger på Energistyrelsens *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet* (Energistyrelsen, 2005).

7.2.1 Opgørelse af nutidsværdi

På baggrund af anførte forudsætninger og produktionsfordelinger viser analysen af en mulig konvertering fra individuel opvarmning til fjernvarme følgende resultater, når HMN's model anvendes som metode til beregning af samfundsøkonomi (se bilag 14 for beregninger).



Figur 31: Resultater af de forskellige scenarier¹⁴ når samfundsøkonomien beregnes i HMN's model. Der er angivet en dataetiket med nutidsværdien over 20 år i alt.

Som det fremgår af Figur 31 er der ingen af scenarierne, der giver en positiv samfundsøkonomi, når de beregnes i HMN's model, hvilket vil betyde, at ingen af scenarierne vil kunne gennemføres.

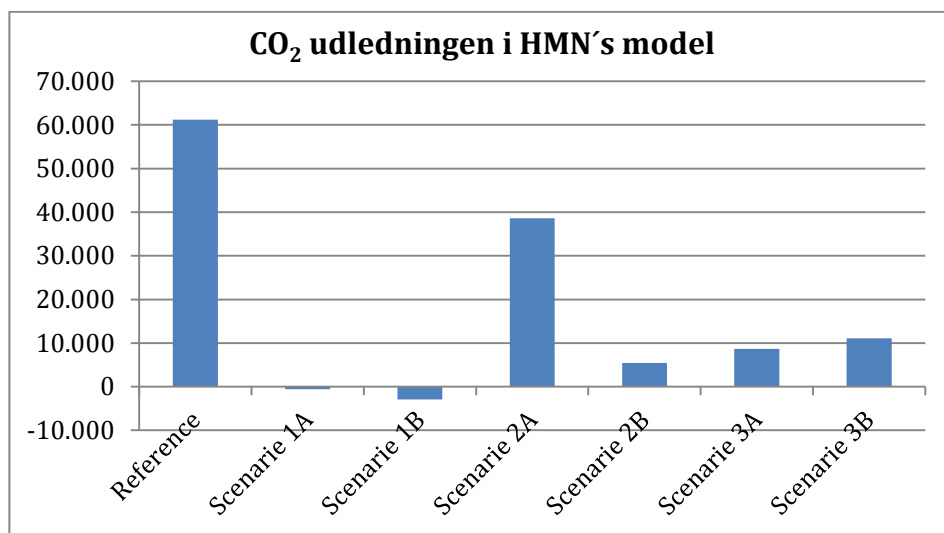
Investeringerne fylder den største post i alle scenarierne og specielt i scenarie 2B, 3A og 3B. I referencen fylder brændselsomkostningerne den største post. Omkostningerne til brændsel fylder ligeledes relativt meget i scenarie 1A, 1B og 2A, da der er forholdsvis meget drift på de brændelskrævende kedler (naturgas og flis). Af Figur 31 fremgår det, at nogle af omkostningerne til brændsel er negative. Dette skyldes, at der udelukkende ses på omkostningerne til den marginale produktion ved udvidelserne. Hvis brændslet til denne marginale produktion er omkostningslet/frit, og erstatter noget brændsel, der er omkostningstungt, kan de samlede omkostninger til brændsel være negativt.

Emissionsomkostninger udgør, som det ses af Figur 31, kun en lille del af den samfundsøkonomiske nutidsværdi. Alligevel er det relevant at se nærmere på netop emissionerne, da det er en politiske målsætning at reducere bl.a. CO₂ udledningen.

¹⁴ Scenarie 1A: Flis kedel; Scenarie 1B: Flis kedel og absorptionsvarmepumpe; Scenarie 2A: Solvarme til grundlast; Scenarie 2B: Solvarme, damvarmelager og absorptionsvarmepumpe; 3A: Geotermisk vand – varmeveksling og absorptionsvarmepumpe og 3B: Geotermisk vand – varmeveksling og eldreven varmepumpe.

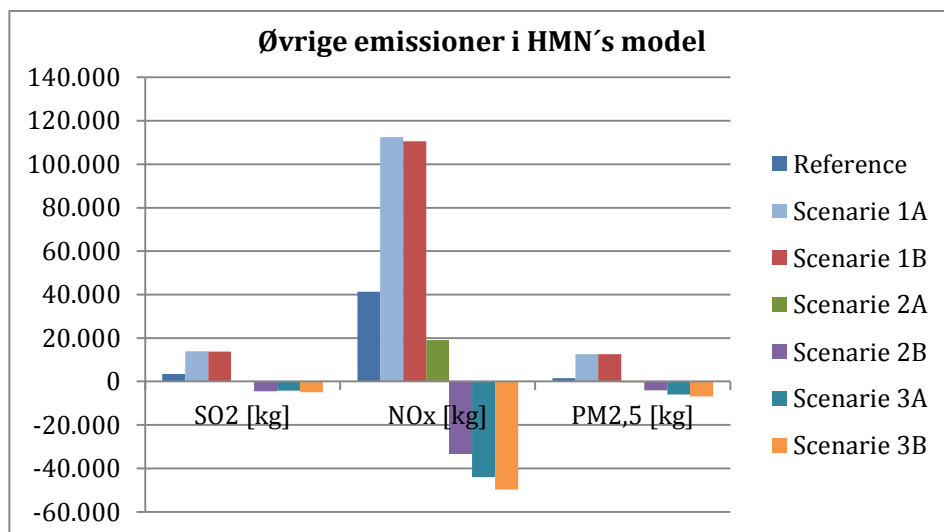
7.2.2 Emissioner

I HMN's model er CO₂ udledningen lavere i alle scenarierne sammenlignet med referencen. I scenarierne med flis skyldes dette bl.a., at biomasse anses for CO₂ neutralt, og da flis substituerer produktion på eksisterende naturgaskedel og naturgas til individuel opvarmning, er CO₂ udledningen lavere end i referencen og negativ for den marginale fjernvarmeproduktion.



Figur 32: CO₂ udledning for den marginale produktion til udvidelserne

De øvrige emissioner fremgår af Figur 33.



Figur 33: Udledning af SO₂, NO_x og de små partikler. Angivet som nutidsværdi for en 20 årig periode. Årsagen til at nogle af udledningerne er negative, er at de er beregnet for den marginale produktionsfordeling for udvidelserne.

Som det fremgår af Figur 33, sker der en øget udledning af både SO₂, NO_x og PM_{2,5} i scenarierne med flis (scenarie 1A og 2A), mens der sker en reduktion af alle tre former for emissioner i scenarie 2B (sol og damvarmelager), 3A (geotermi og absorptionsvarme-

pumpe) og 3B (geotermi og eldreven varmepumpe). I scenariet med solvarme (scenarie 2A) øges udledningen af NO_x, mens der sker en reduktion af udledningen af SO₂ og PM_{2,5}.

7.3 Følsomhedsanalyser af HMN's model

For at teste pålideligheden af de samfundsøkonomiske nutidsværdier opstilles en række følsomhedsanalyser, der belyser hvor meget en ændring i en af parametrene, ændrer det resultat, som er beskrevet ovenfor.

Parametre

Der er udarbejdet følsomhedsanalyser med følgende ændringer i forhold til grundberegningen:

- Nettoafgiftsfaktoren fjernes
- Diskonteringsrente på 0% i stedet for 4%
- Diskonteringsrente på 2% i stedet for 4%
- Tilslutningsprocenten ændres
- Opbygningsperiode på 15 år i stedet for 9 år
- Nettab i ledninger til udvidelserne på 30% i stedet for 17%
- Investeringsomkostninger til nettet og husinstallationer - 25%
- Der anvendes brændselspriser fra Energistyrelsens forudsætninger fra december 2014 i stedet for fra april 2016
- En naturgaspris an varmekværk + 100%
- En biomassepris an varmekværk + 100%

Det forventes, at en reduktion af f.eks. naturgasprisen har modsat effekt af en øget naturgaspris. Der er derfor ikke udarbejdet følsomhedsanalyser for både en reduktion og en forøgelse af de forskellige forudsætninger.

Disse parametre er valgt grundet deres usikkerhed. Nettoafgiftsfaktoren bygger bl.a. på politiske beslutninger, og det vurderes, at denne kan ændres i løbet af projektperioden, hvorfor det er valgt at lave følsomhedsanalyse af denne. Som beskrevet i afsnit 3.2, er den alternative samfundsøkonomi udarbejdet med forskellige diskonteringsrenter, hvorfor det ligeledes vurderes relevant at udarbejde følsomhedsanalyser af diskonteringsrentens betydning for resultaterne i HMN's model.

Som beskrevet tidligere, er tilslutningsprocenten en usikker parameter, der vurderes at have betydning for resultaterne. For at tjekke dette er der udarbejdet følsomhedsanalyser af denne parameter med følgende værdier, der er 20 procentpoint lavere end i grundberegningen:

Tabel 36: Følsomhedsanalyse af tilslutningsprocent

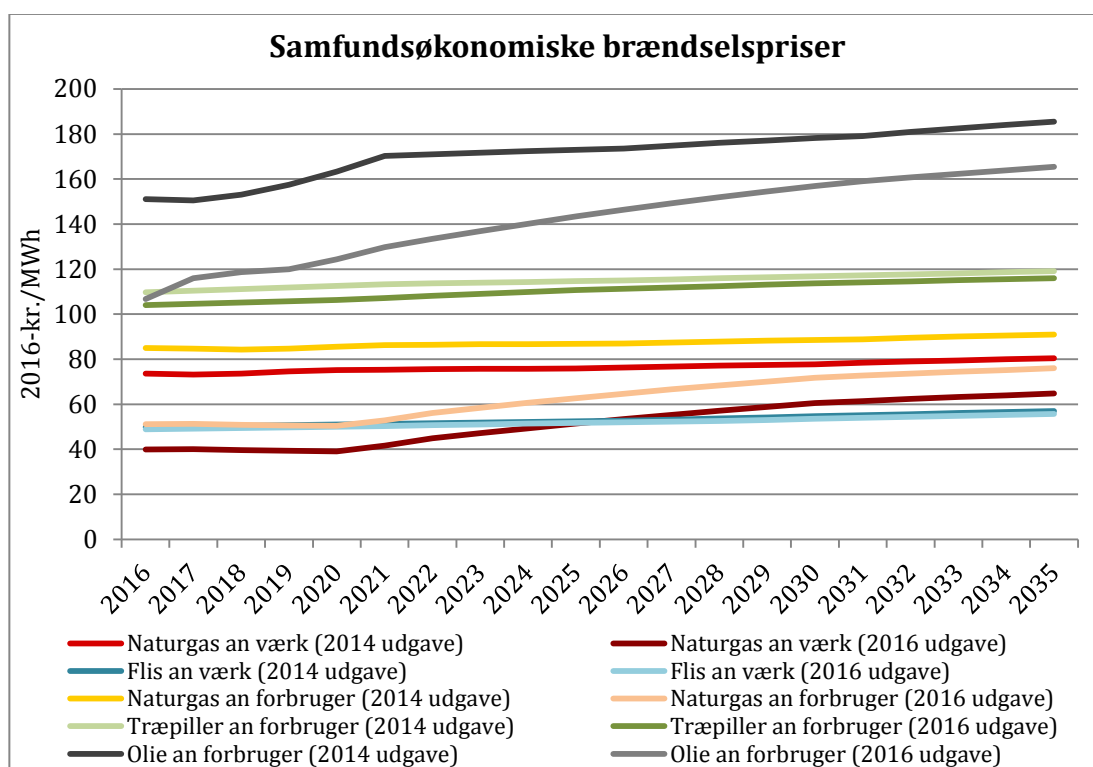
		Naturgas	Olie	Træpiller	Elvarme	Varmepumpe
Starttilslutning	%	40%	60%	20%	60%	40%
Sluttilslutning	%	70%	80%	40%	80%	60%

Derforuden er der ydermere lavet følsomhedsanalyse af opbygningsperioden.

En samfundsøkonomisk beregning for konsekvensen af et nettab på 30% i stedet for 17% er foretaget.

Da investeringsomkostningerne til ledningsnettet og fjernvarmeunits udgør en stor del af investeringsomkostningerne, udarbejdes der følsomhedsanalyser på betydningen af, hvis omkostninger til ledningsnet og fjernvarmeunits kun udgør en fjerdedel af de forudsatte omkostninger vist i Tabel 34.

Energistyrelsen udsendte i 2016 nye samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, der erstatter forudsætninger fra december 2014. Især er der sket en markant ændring i de samfundsøkonomiske brændselspriser. Markedsprisen på fossile brændsler er faldet markant, hvilket også afspejles i de samfundsøkonomiske priser.



Figur 34: De samfundsøkonomiske priser an værk (naturgas og flis) og an forbruger (naturgas, træpiller og olie) i Energistyrelsens beregningsforudsætninger fra hhv. december 2014 og april 2016.

Som det fremgår af Figur 34, har de samfundsøkonomiske fossile brændselspriser i 2016 ændret sig ca. 50% på 1,5 år (fra december 2014 til april 2016), ligesom også

fremskrivningerne har ændret sig markant på 1,5 år. Derfor vurderes det relevant at belyse konsekvensen heraf for det samfundsøkonomiske resultat. Derfor er der udarbejdet en følsomhedsanalyse med brændselspriserne for 2014.

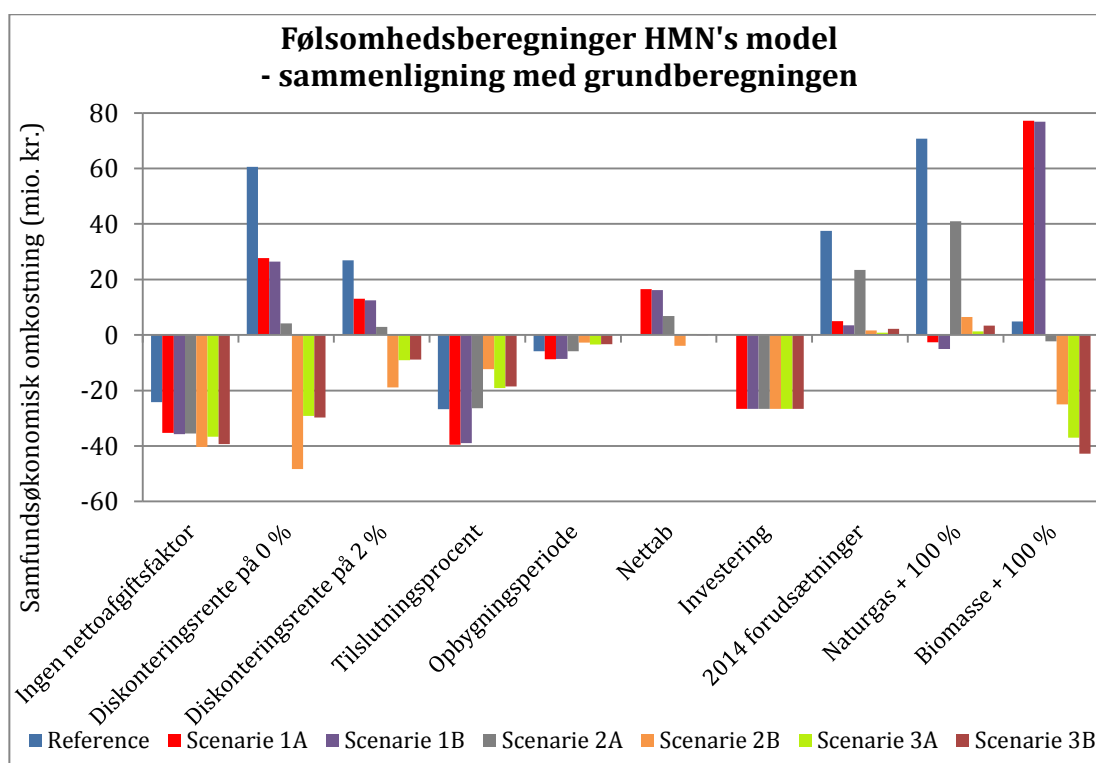
Derforuden er det beregnet, hvad konsekvensen er, hvis naturgasprisen stiger med 100% sammenlignet med beregningsforudsætningerne fra 2016, og hvis biomasse stiger 100% sammenlignet med beregningsforudsætningerne fra 2016.

Hvis den samfundsøkonomiske pris på naturgas eller biomasse øges, må det skyldes, at den selskabs- og forbrugerøkonomiske pris på brændslet er steget (eller at de samfundsøkonomiske parametre, såsom pristillægget for raffinaderiomkostninger, er steget). Hvis de selskabsøkonomiske brændselspriser stiger, kan det have betydning for, hvordan værket vil prioritere driften, og der kan derfor være en anden marginal varmeproduktionsfordeling. Dette er ikke medtaget i følsomhedsanalyserne. Nettabet har ligeledes betydning for fordelingen i energyPRO, da et højere nettab f.eks. kan betyde, at det er nødvendigt at køre mere på spidslastanlæggene. I følsomhedsanalysen med nettabet er der ligeledes ikke lavet nye modelleringer i energyPRO, men forudsættes at være den samme.

Resultat af følsomhedsanalyserne

I resultatet af følsomhedsanalyserne sammenlignes der med grundberegningen. Grundberegningen henviser til de resultater, der fremkommer af hovedanalysen, dvs. af Figur 31.

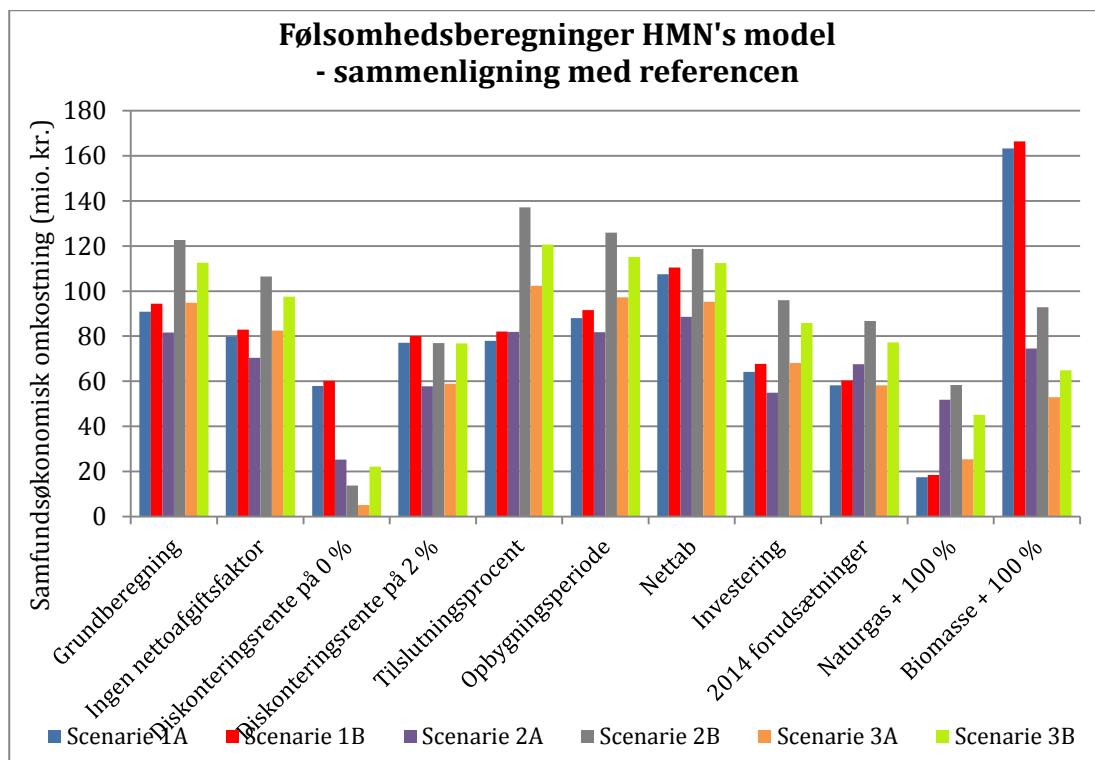
Betydningen af de ændrede forudsætninger sammenlignet med grundberegningen fremgår af Figur 35. Se bilag 15 for beregninger.



Figur 35: Resultater af følsomhedsanalyser af ændrede forudsætningers betydning for de samfundsøkonomiske nutidsværdier. Figuren viser ændringen af nutidsværdien sammenlignet med grundberegningen. Når nettoafgiftsfaktoren fjernes er nutidsværdien mindre, hvilket er illustreret ved en søjle der vender nedad.¹⁵

Som det fremgår af Figur 35, har ændringen i diskonteringsrenten og brændselspriserne størst betydning for resultaterne. Det fremgår dog ikke, om nogle af de ændrede forudsætninger medfører, at et eller flere af de alternative scenarier opnår en lavere nutidsværdi end referencen. Af Figur 36 fremgår det, om nogle scenarier opnår lavere nutidsværdi.

¹⁵ Scenarie 1A: Flis kedel; Scenarie 1B: Flis kedel og absorptionsvarmepumpe; Scenarie 2A: Solvarme til grundlast; Scenarie 2B: Solvarme, damvarmelager og absorptionsvarmepumpe; 3A: Geotermisk vand – varmeveksling og absorptionsvarmepumpe og 3B: Geotermisk vand – varmeveksling og eldreven varmepumpe.



Figur 36: Resultater af følsomhedsanalyser af ændrede forudsætningers betydning for de samfundsøkonomiske nutidsværdier. Resultaterne er angivet som merværdien for de forskellige parametre i de forskellige scenarier sammenlignet med referencen.

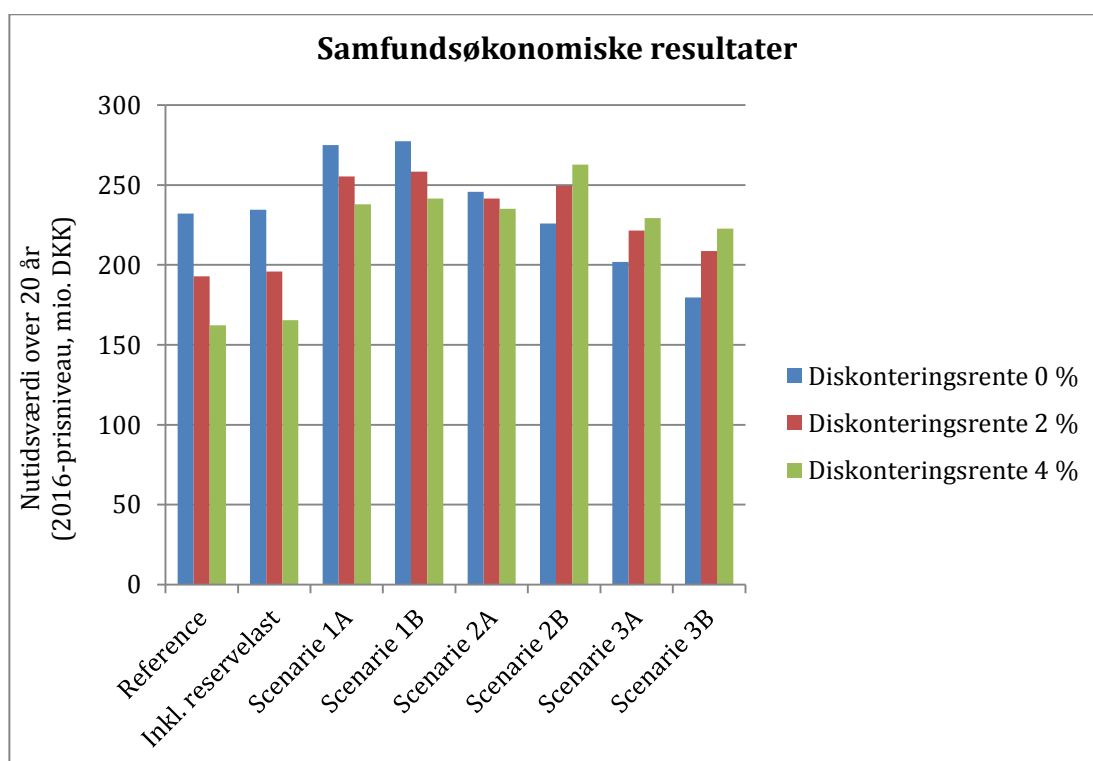
Som det fremgår af Figur 36, er der ingen af scenarierne, der opnår en lavere nutidsværdi sammenlignet med referencen, hvis nogle af parametrene ændres i HMN's model. Derfor vurderes konklusionen i afsnit 7.2 at være robust overfor ændringer i forudsætningerne.

7.4 Resultater af alternativ samfundsøkonomi

I dette afsnit præsenteres resultaterne fra den alternative samfundsøkonomiske analyse.

7.4.1 Opgørelse af nutidsværdi

På baggrund af anførte forudsætninger og produktionsfordelinger viser analysen af en mulig konvertering fra individuel opvarmning til fjernvarme følgende resultater, når den alternative samfundsøkonomiske model (beskrevet i kapitel 3) anvendes som metode til beregning af samfundsøkonomi. Se bilag 16 for beregninger.



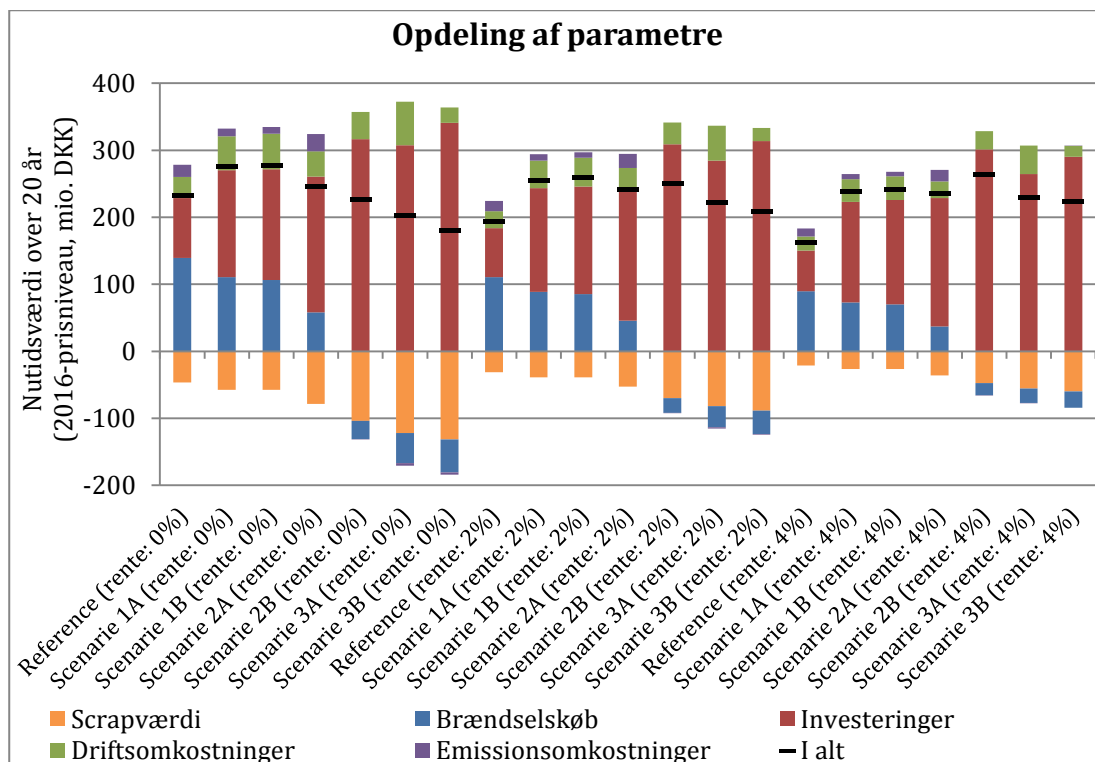
Figur 37: Samfundsøkonomisk nutidsværdi for de forskellige scenarier¹⁶ ved forskellige diskonteringsrenter.

Som det fremgår af Figur 37, er der samfundsøkonomisk gevinst i scenarierne med geotermisk anlæg (scenarie 3A og 3B) og i scenariet med solvarme, damvarmelager og varmepumpe (scenarie 2B). Den samfundsøkonomiske omkostning ved disse scenarier er kun lavere end i referencen, når der anvendes en diskonteringsrente på 0%. Som nævnt afsnit 5.3 er der på nuværende tidspunkt ikke tilstrækkelig reservelast. Hvis investeringen i en sådan medregnes i referencen er konklusionen stadig den samme.

7.4.2 Opdeling af de forskellige økonomiske værdier

Af Figur 38 fremgår det hvor meget de forskellige økonomiske værdier fylder i de forskellige scenarier.

¹⁶ Scenarie 1A: Flis kedel; Scenarie 1B: Flis kedel og absorptionsvarmepumpe; Scenarie 2A: Solvarme til grundlast; Scenarie 2B: Solvarme, damvarmelager og absorptionsvarmepumpe; 3A: Geotermisk vand – varmeveksling og absorptionsvarmepumpe og 3B: Geotermisk vand – varmeveksling og eldrevne varmepumpe.

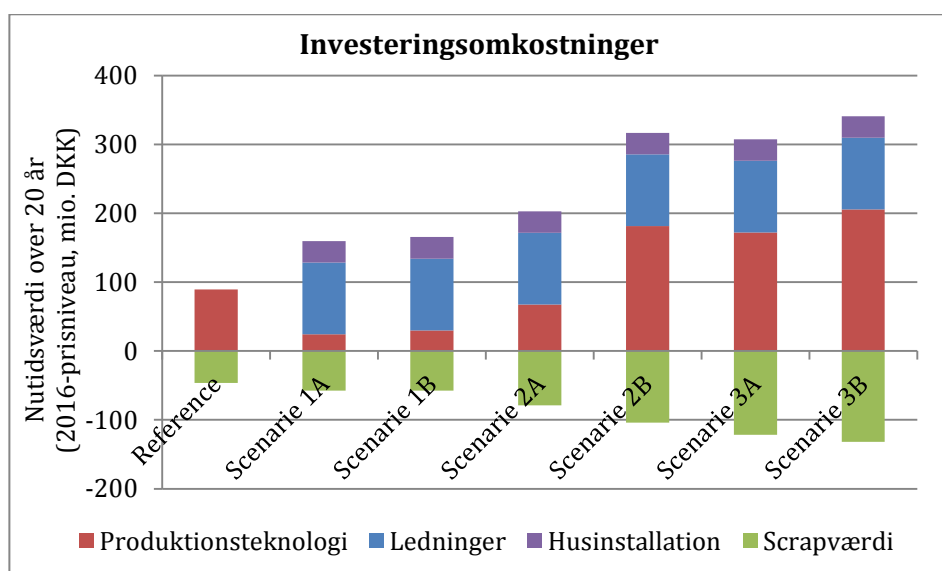


Figur 38: Opdeling af de forskellige økonomiske værdier ved forskellige diskonteringsrenter

Driftsomkostningerne, omkostningerne til køb af brændsel og investeringsomkostningerne, herunder scrapværdien, udgør de største poster. Driftsomkostningerne er højere i alle scenarierne sammenlignet med referencen undtagen scenarie 3B. Modsat er de samfundsøkonomiske omkostninger til brændsel lavere i alle scenarierne sammenlignet med referencen.

Årsagen til at scenarie 3B har en lavere nutidsværdi over 20 år ved en diskonteringsrente på 0%, skyldes til dels de sparede omkostninger til brændsel og de sparede omkostninger til drift og vedligehold. Derforuden skyldes det ligeledes de sparede miljøomkostninger, der er højere end i de øvrige scenarier, og dette opvejer den høje investeringsomkostning. Det samme er gældende for scenarie 2B og 3A, på nær at driftsomkostningerne i disse scenarier, som nævnt, er højere end i referencen.

Investeringsomkostningerne udgør den største post for alle scenarierne. Opdelingen i investeringen ses af Figur 39.



Figur 39: Opdeling af investeringsomkostningerne i hhv. produktionsenheden og i ledning samt husinstallation ved en diskonteringsrente på 0%.

Som det fremgår af Figur 39, udgør omkostningerne til ledningerne en stor del i scenarierne, hvilket bekræfter vigtigheden af at udarbejde følsomhedsanalyser på denne parameter. Hvis der ses bort fra scrapværdien, er nutidsværdien for ledningerne over en 20-årig periode, ved en diskonteringsrente på 0%, højere end for produktionsenhederne alene i referencen. Med så høje investeringsomkostninger skal der altså være nogle store besparelser f.eks. ved køb af brændsel.

7.4.3 Emissioner

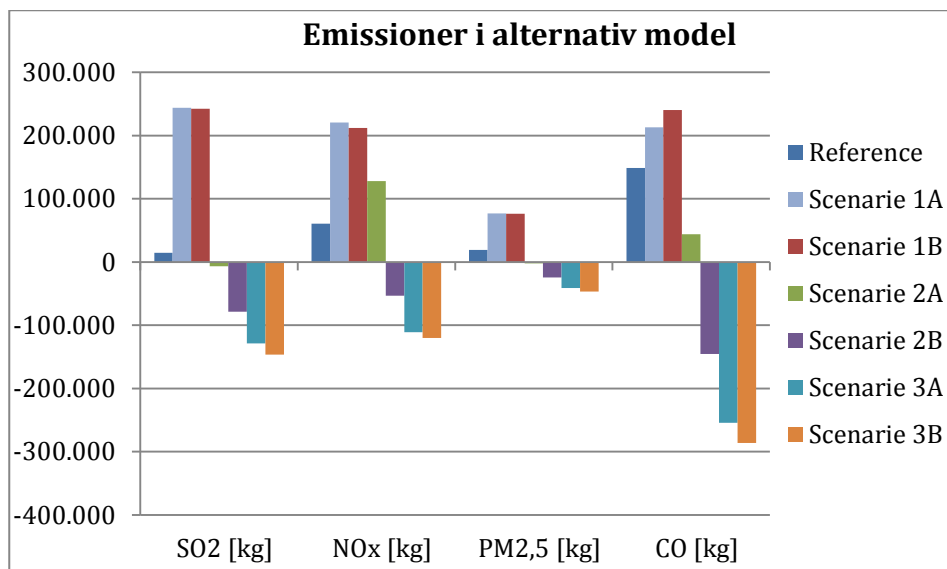
På baggrund forudsætningerne beskrevet i afsnit 3.2, er det beregnet, at CO₂ udledningen for scenariet med solvarme til grundlast (scenarie 2A) er højere sammenlignet med referencen grundet et øget forbrug af naturgas, se Tabel 37.

Tabel 37: Sparet CO₂ udledning for den marginale produktion til udvidelserne

	Diskonteringsrente: 0%	Diskonteringsrente: 2%	Diskonteringsrente: 4%
Scenarie 1A	44.081	35.620	29.253
Scenarie 1B	46.079	37.235	30.578
Scenarie 2A	-16.538	-13.346	-10.945
Scenarie 2B	31.279	25.279	20.764
Scenarie 3A	31.305	23.387	17.562
Scenarie 3B	27.839	20.239	14.678

CO₂ udledningen er derimod lavere i scenarierne med biomasse (scenarie 1A og 1B) og geotermisk vand (scenarie 3A og 3B) og i scenariet med sol, damvarmelager og varmepumpe (scenarie 2B) sammenlignet med referencen. Dette skyldes primært, at det overordnet i disse scenarier er naturgas, der primært substitueres.

De øvrige emissioner for de forskellige scenarier fremgår af Figur 40.



Figur 40: Udledning af SO₂, NO_x, de små partikler og kulilte. Angivet som nutidsværdi for en 20 årig periode ved en diskonteringsrente på 0%. Årsagen til at nogle af udledningerne er negative, er at de er beregnet for den marginale produktionsfordeling for udvidelserne.

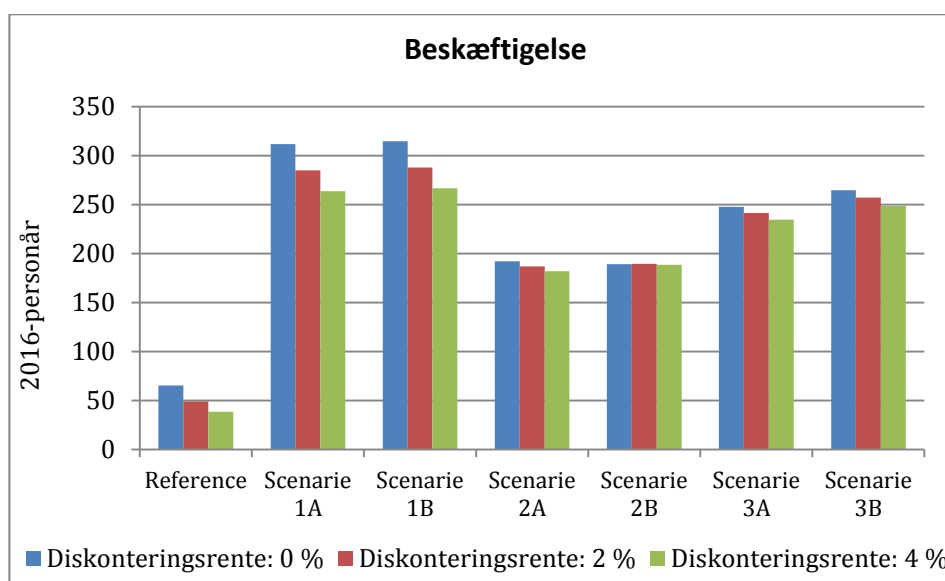
Udledningen af SO₂ kan både påvirke miljøet i form af bl.a. forsurening, og kan samtidig medføre f.eks. luftvejsproblemer og andre helbredsmæssige problemer. Af Figur 40 fremgår det, at der sker en øget udledning af SO₂ i scenarierne med biomasse (scenarie 1A og 1B), hvilket kan have sundheds- og miljømæssige konsekvenser. Til gengæld sker der en reduktion af SO₂ udledningen i de øvrige scenarier sammenlignet med referencen. Samme tendens ses at være gældende for de små partikler, som ligeledes kan have sundhedskonsekvenser.

NO_x udledning kan afstedkomme nedsat lungefunktion, og er ydermere skadeligt for miljøet grundet dannelse af bl.a. smog og syrerregn. Som det ses af Figur 40, er der en øget NO_x udledning i scenarierne med biomasse (scenarie 1A og 1B) og i scenariet med solvarme som grundlast (scenarie 2A), hvilket ligeledes kan have sundheds- og miljømæssige virkninger.

Der forekommer en betydelig dannelse af kulilte, hvis f.eks. et gasfyr har en dårlig forbrænding. Kulilte binder sig til de røde blodlegemer, og kan reducere evnen til, at der kan transporteres ilt rundt i kroppen. Derfor kan det have sundhedsmæssige konsekvenser, når der sker en øget udledning af kulilte (CO) i scenarierne med biomasse (scenarie 1A og 1B) sammenlignet med referencen. Omvendt har det en positiv virkning, at udledningen af kulilte reduceres i de øvrige scenarier.

7.4.4 Beskæftigelse

På baggrund af de investeringer der blev præsenteret i Figur 39, er der regnet nogle beskæftigelseseffekter i anlægsfasen. Der er ydermere regnet beskæftigelseseffekter ved anskaffelse af brændsel (se bilag 16 for beregninger).



Figur 41: Nutidsværdi af beskæftigelsesvirkningerne over en 20 årig periode.

Figur 41 viser et relativt stort beskæftigelsespotential ved scenarierne. Hvis kommunen gør en indsats for at sikre, at det lokale erhvervsliv i endnu højere grad deltager i investeringerne, end det er forudsat i dette projekt, kan dette potential være endnu større.

Hvis de beskæftigelsesvirkninger der sker i de forskellige scenarier, medfører at nogle arbejdsløse kommer i job, eller at arbejdere løftes fra et lavere løntrin til et højere løntrin, bevirker det en positiv effekt i lokaløkonomien. Denne effekt kunne medtages i beregningen af den samfundsøkonomiske nutidsværdi. I dette projekt er disse beskæftigelseseffekter ikke medregnet i nutidsværdien, og det vurderes, at konklusionen ikke er så enslydende, som det fremgår af resultaterne i Figur 37, når disse effekter medtages i analyserne.

7.5 Følsomhedsanalyser af alternativ samfundsøkonomi

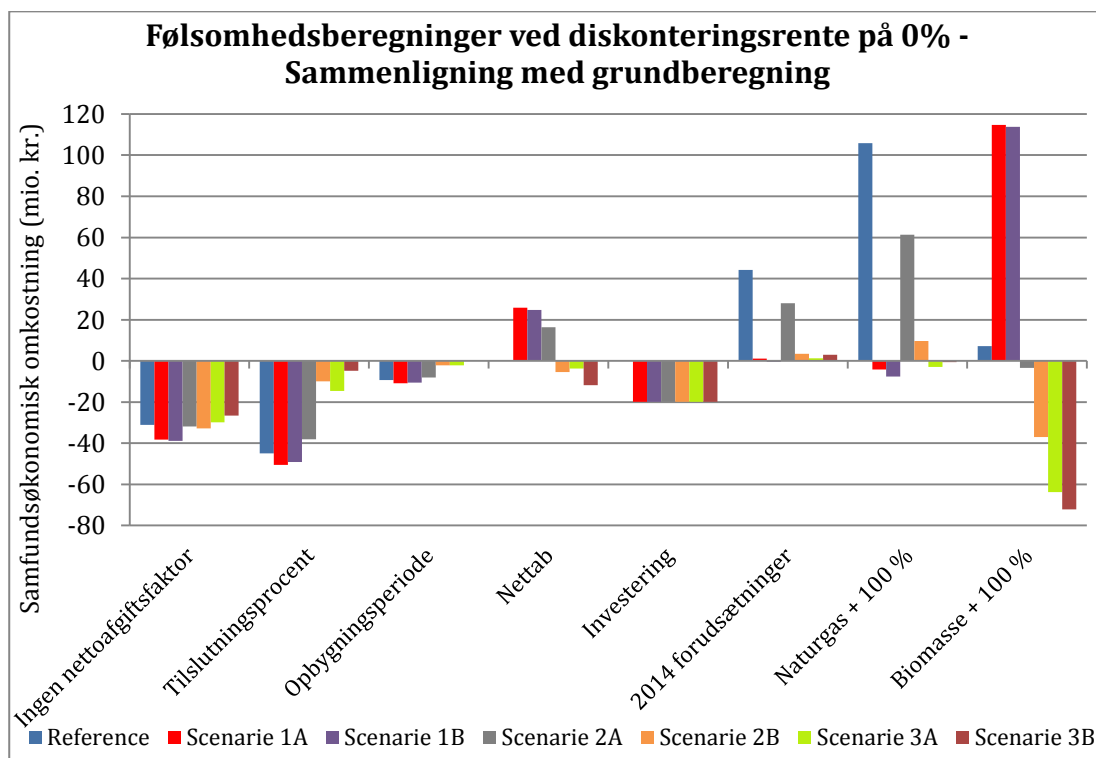
Der er, som ved HMN's model, udarbejdet følsomhedsanalyser for at tjekke pålideligheden af de nutidsværdier, der er fundet for den alternative samfundsøkonomi. Der er udarbejdet følsomhedsanalyser på følgende ændringer i forhold til grundberegningen:

- Nettoafgiftsfaktoren fjernes
- Tilslutningsprocenten ændres, se Tabel 36
- Opbygningsperiode på 15 år i stedet for 9 år
- Nettab i ledninger til udvidelserne på 30% i stedet for 17%
- Investeringsomkostninger til nettet og husinstallationer - 25%
- Der anvendes brændselspriser fra Energistyrelsens forudsætninger fra december 2014 i stedet for fra april 2016
- En naturgaspris an varmekværk + 100%
- En biomassepris an varmekværk + 100%.

Ved anvendelse af brændselspriserne fra forudsætningerne fra 2014 regnes el spotprisen på samme måde som i grundberegningen, hvor der er taget et gennemsnit af forskellige prognoser.

Resultater

Der er udarbejdet følsomhedsanalyser både ved en diskonteringsrente på 0%, 2% og 4%. Se bilag 17 for beregninger. Betydningen af de ændrede forudsætninger sammenlignet med grundberegningen ved en diskonteringsrente på 0%, fremgår af Figur 42¹⁷.



Figur 42: Resultater af følsomhedsanalyser af ændrede forudsætningers betydning for de samfundsøkonomiske nutidsværdier. Figuren viser de ændringen af nutidsværdien sammenlignet med grundberegningen. Når nettoafgiftsfaktoren fjernes, er nutidsværdien mindre, hvilket er illustreret ved en søjle der vender nedad.

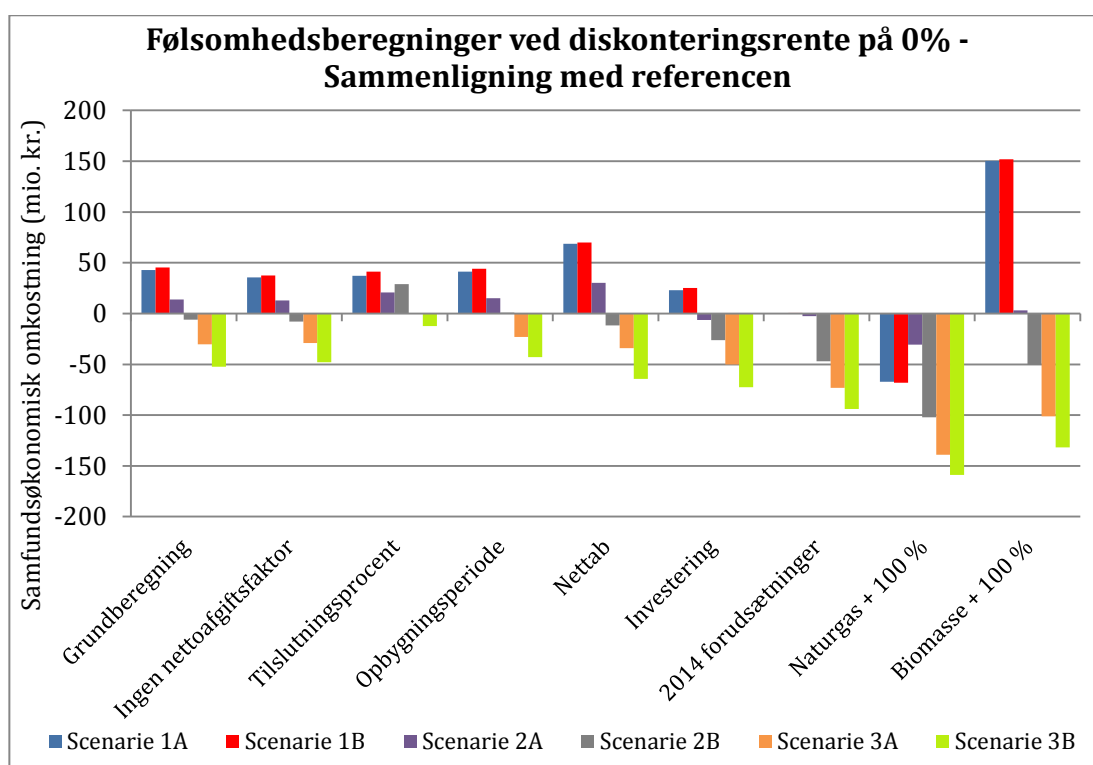
Som det fremgår af Figur 42, medfører fjernelsen af nettoafgiftsfaktoren, og en sænkelse af tilslutningsprocenten samt en lavere investering i ledninger og fjernvarmeunits, at nutidsværdierne bliver lavere end i grundberegningen. Det samme er gældende for alle scenarier undtagen for scenarie 3B når opbygningsperioden øges fra 9 til 15 år. Hvis nettabet i ledningerne til udvidelserne øges til 30%, bevirker det at nutidsværdierne bliver højere end i grundberegningen i scenarie 1A, 1B og 2A. Modsat bliver nutidsvær-

¹⁷ Scenarie 1A: Flis kedel; Scenarie 1B: Flis kedel og absorptionsvarmepumpe; Scenarie 2A: Solvarme til grundlast; Scenarie 2B: Solvarme, damvarmelager og absorptionsvarmepumpe; 3A: Geotermisk vand – varmeveksling og absorptionsvarmepumpe og 3B: Geotermisk vand – varmeveksling og eldreven varmepumpe.

dierne lavere end i grundberegningen i scenarie 2B, 3A og 3B. Det skyldes, at brændselsomkostninger fylder mest i scenarierne med flis og i scenariet med solvarme til grundlast, og et øget nettab bevirker, at der skal bruges mere energi.

Generelt er det dog ændringen i brændselspriserne der har størst betydning for resultaterne. Når der f.eks. anvendes Energistyrelsens beregningsforudsætninger fra 2014 i stedet for beregningsforudsætningerne fra 2016, opnår scenarie 1B (flis og absorptionsvarmepumpe) lavere nutidsværdi end i grundberegningen, mens referencen og de andre scenarier opnår højere nutidsværdi sammenlignet med grundberegningen.

Af Figur 42 fremgår det dog ikke, om nogle af de ændrede forudsætninger medfører, at et eller flere af de alternative scenarier opnår en lavere nutidsværdi end referencen. Af Figur 43 fremgår det, om nogle scenarier opnår lavere nutidsværdi.



Figur 43: Resultater af følsomhedsanalyser af ændrede forudsætningers betydning for de samfundsøkonomiske nutidsværdier. Resultaterne er angivet som merværdien for de forskellige parametre i de forskellige scenarier sammenlignet med referencen.

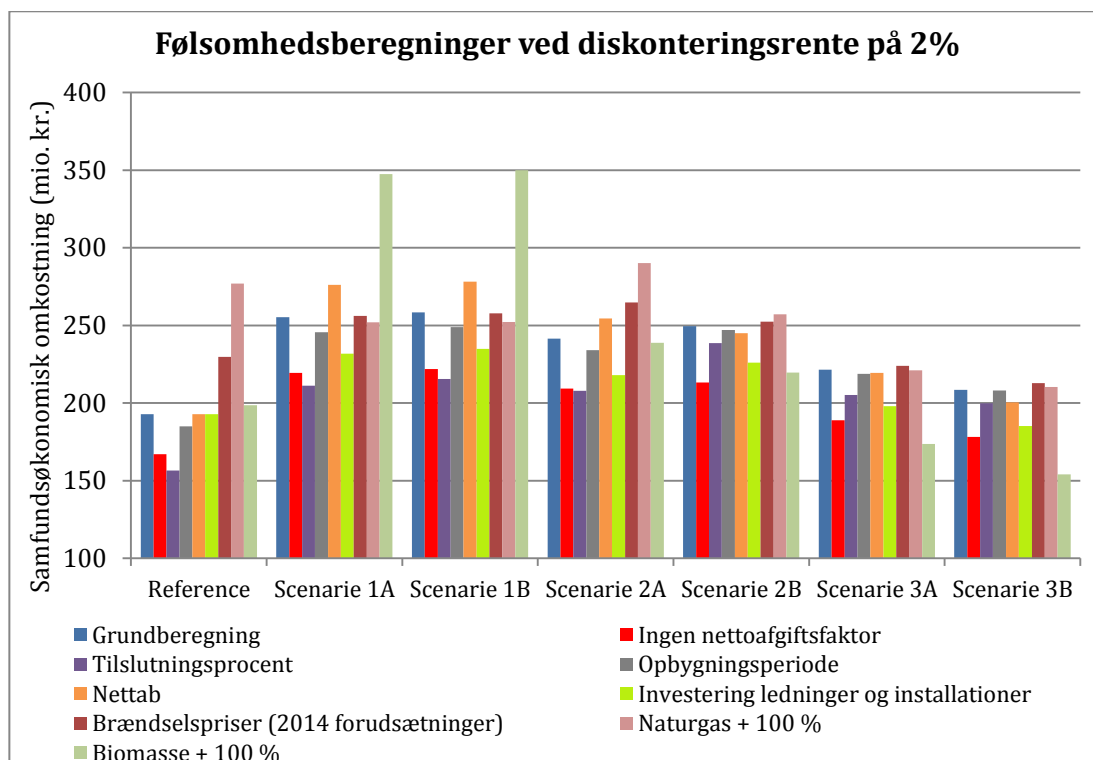
Som det fremgår af Figur 43 medfører fjernelsen af nettoafgiftsfaktoren ikke, at yderligere scenarier får en lavere nutidsværdi end referencen ved en diskonteringsrente på 0%, i.e. scenarierne 1A, 1B, 2A har stadig en højere nutidsværdi end referencen. Det samme gør sig gældende, når nettabet øges og ved anvendelse af en samfundsøkonomisk pris på biomasse, der er 100% større sammenlignet med forudsætningerne fra 2016. Disse tre parametre vurderes derfor ikke at have relevant betydning for konklusionen ved en diskonteringsrente på 0%.

Tilslutningsprocenten har derimod relativ stor betydning for konklusionen om hvilke scenarier der er samfundsøkonomisk fordelagtige, da en sænkning af tilslutningsprocenten medfører, at kun et enkelt scenarie (scenarie 3B) har en lavere nutidsværdi end referencen. Når opbygningsperioden ændres fra 9 år til 15 år medfører det, at scenariet med sol, damvarmelager og varmepumpe (scenarie 2B) ikke længere har en lavere nutidsværdi end referencen. Når investeringen i ledningsnettet og fjernvarmeunits sænkes med 25%, medfører det, at yderligere et scenarie (scenarie 2A) får en lavere nutidsværdi sammenlignet med referencen. Dermed er det kun de to scenarier med flis (scenarie 1A og 1B), der ikke har en lavere nutidsværdi.

Som det fremgår af Figur 43, bliver nutidsværdien i alle scenarier på nær scenarie 1B lavere end referencen, når der anvendes Energistyrelsens beregningsforudsætninger fra 2014 i stedet for beregningsforudsætningerne fra 2016 ved en diskonteringsrente på 0%. Hvis naturgasprisen stiger med 100% sammenlignet med forudsætningerne fra 2016, mens de øvrige samfundsøkonomiske brændselspriser er uændrede, er nutidsværdien i alle scenarierne lavere end referencen ved en diskonteringsrente på 0%. Hvis den samfundsøkonomiske pris på biomasse (flis og træpiller) stiger med 100% sammenlignet med forudsætningerne fra 2016, mens de øvrige samfundsøkonomiske brændselspriser er uændrede, er konklusionen den samme som i Figur 37, når der benyttes en diskonteringsrente på 0%.

Tilslutningsprocenten, opbygningsperioden, investeringsomkostninger til ledninger og units samt forudsætningerne for brændselspriserne har altså en betydning for konklusionen ved en diskonteringsrente på 0%, da en ændring i disse parametre bevirker, at der enten er flere eller færre scenarier end i grundberegningen, der har en lavere nutidsværdi sammenlignet med referencen.

Resultaterne af følsomhedsanalyserne ved en diskonteringsrente på 2% fremgår af Figur 44.



Figur 44: Resultater af følsomhedsanalyser af ændrede forudsætningers betydning for de samfundsøkonomiske nutidsværdier. Bemærk af nutidsværdierne starter ved 100 mio. DKK.

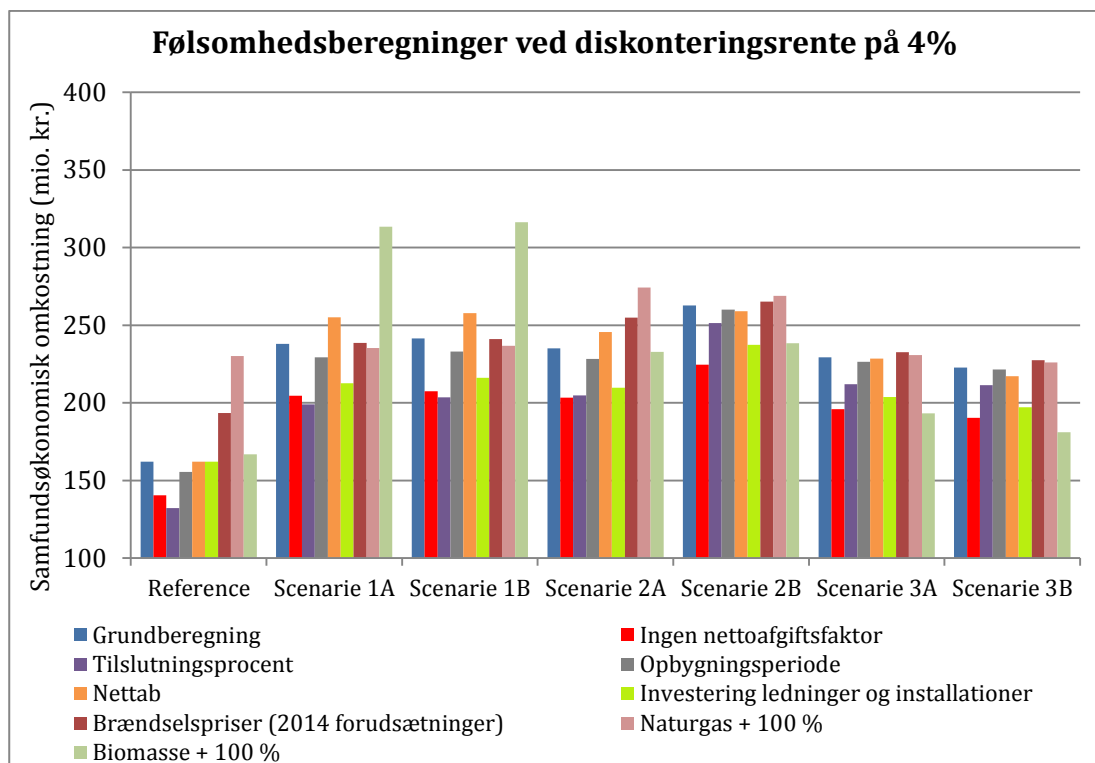
Som det fremgår af Figur 44, medfører fjernelsen af nettoafgiftsfaktoren ikke, at nogle af scenarierne får en lavere nutidsværdi end referencen ved en diskonteringsrente på 2%. Det samme gør sig gældende, når tilslutningsprocenten sænkes, når opbygningsperioden forlænges og når nettabet øges. Disse parametre vurderes derfor ikke at have en relevant betydning for konklusionen ved en diskonteringsrente på 2%.

Når investeringsomkostningen til ledninger og fjernvarmeunits sænkes, medfører det at scenariet med geotermi og eldreven varmepumpe (scenarie 3B), får en lavere nutidsværdi end referencen, og det vurderes derfor, at denne parameter har betydning for konklusionen.

Det fremgår af Figur 44, at brændselspriserne har betydning for resultaterne. Hvis der anvendes Energistyrelsens beregningsforudsætninger fra 2014 i stedet for beregningsforudsætningerne fra 2016, giver scenarierne med geotermisk vand (scenarie 3A og 3B) en lavere nutidsværdi end referencen ved en diskonteringsrente på 2%. I grundberegningen gav alle scenarier en højere nutidsværdi end referencen ved en diskonteringsrente på 2%. Hvis naturgasprisen stiger med 100% sammenlignet med forudsætningerne fra 2016, mens de øvrige samfundsøkonomiske brændselspriser er uændrede, er nutidsværdien i alle scenarierne, på nær scenariet med solvarme (scenarie 3A), lavere end referencen ved en diskonteringsrente på 2%. Hvis den samfundsøkonomiske pris på biomasse stiger med 100% sammenlignet med forudsætningerne fra 2016, mens de øvrige samfundsøkonomiske brændselspriser er uændrede, giver de to scena-

rier med geotermisk vand en lavere nutidsværdi end referencen. Der er altså overordnet flere scenarier, der opnår en lavere nutidsværdi sammenlignet med grundberegningen ved følsomhedsanalyserne for brændselspriser.

Resultaterne af følsomhedsanalyserne ved en diskonteringsrente på 4% fremgår af Figur 45.



Figur 45: Resultater af følsomhedsanalyser af ændrede forudsætningers betydning for de samfundsøkonomiske nutidsværdier. Bemærk af nutidsværdierne starter ved 100 mio. DKK.

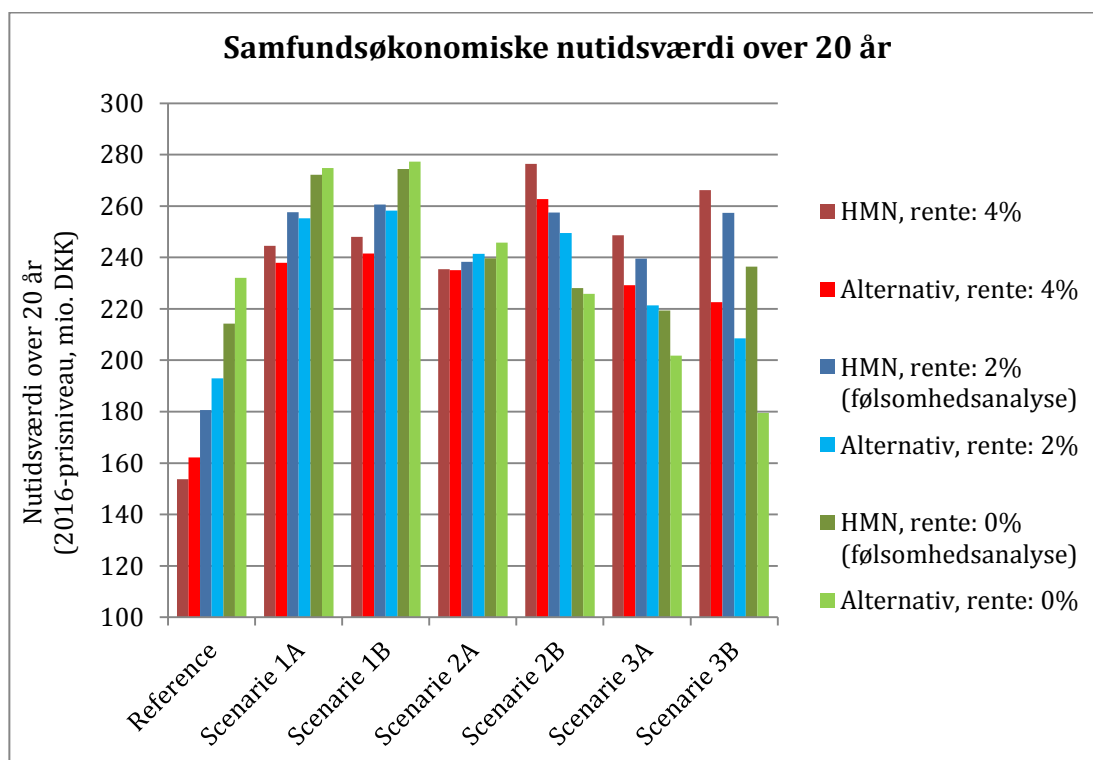
Som det fremgår af Figur 45, er konklusionen den samme som i Figur 37, når nettoafgiftsfaktoren fjernes; ingen af scenarierne har en lavere nutidsværdi end referencen ved en diskonteringsrente på 4%. Det samme gør sig gældende, når tilslutningsprocenten sænkes, når opbygningsperioden forlænges, når nettabet øges samt når investeringsomkostningen til ledninger og fjernvarmeunits sænkes. Det gør sig ligeledes gældende ved anvendelse af Energistyrelsens beregningsforudsætninger fra 2014 i stedet for beregningsforudsætningerne fra 2016, og ved anvendelse af en samfundsøkonomisk pris på biomasse, der er 100% større sammenlignet med forudsætningerne fra 2016. Disse parametre vurderes derfor ikke at have en væsentlig betydning for konklusionen ved en diskonteringsrente på 4%.

Derimod har scenariet med geotermisk vand der køles i eldreven varmepumpe (scenarie 3B) en lavere nutidsværdi end referencen, når naturgasprisen stiger med 100% sammenlignet med forudsætningerne fra 2016, mens de øvrige samfundsøkonomiske brændselspriser er uændrede.

Overordnet vurderes resultaterne dog robuste og forudsætningerne for pålidelige.

7.6 Sammenligning af de to metoder

I det ovenstående fremgår, at der er forskel på konklusionen alt efter hvilken metode, der blev brugt, i.e. om nutidsværdien er beregnet i HMN's model eller i den alternative samfundsøkonomiske model. I det nedenstående belyses en nærmere sammenligning af resultaterne fra de to modeller. En sammenligning af nutidsværdierne over 20 år fremgår af Figur 46.

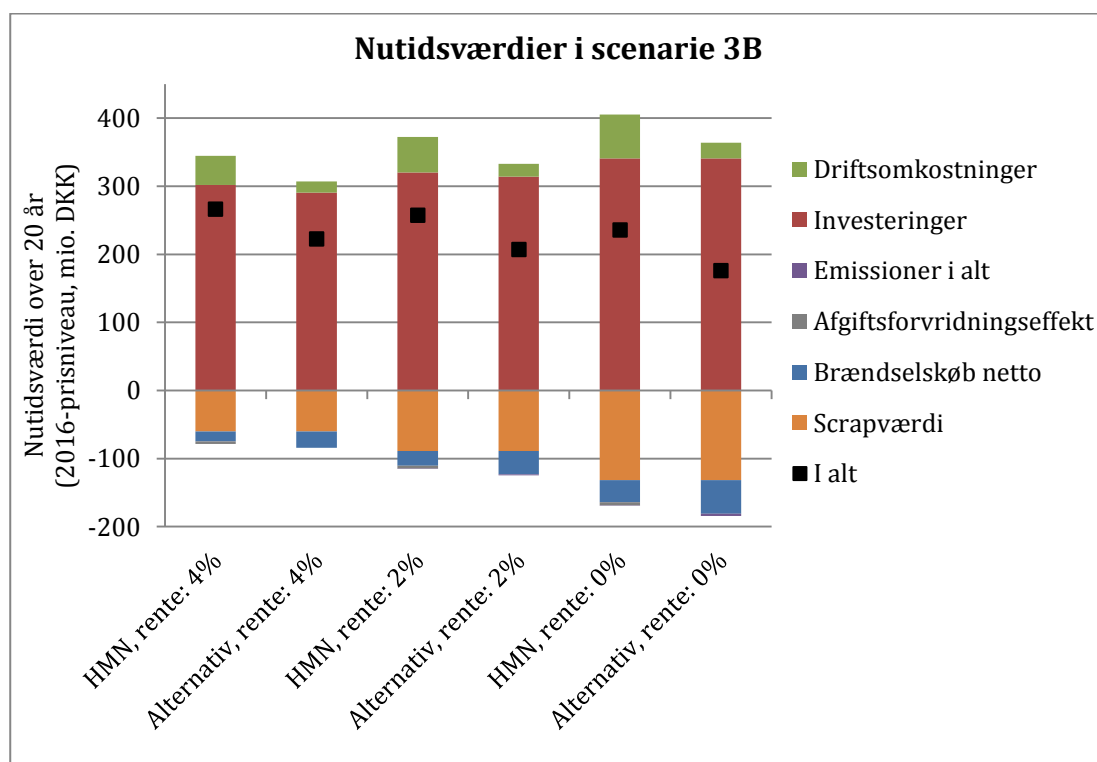


Figur 46: Sammenligning af de samfundsøkonomiske nutidsværdier over 20 år fra HMN's model og fra de alternative samfundsøkonomiske beregninger. Bemærk at y-aksen starter ved en nutidsværdi på 100 mio. DKK.

Som det fremgår af Figur 46, er der en stor forskel i resultaterne alt efter hvilken diskonteringsrente, der bruges. Som beskrevet i afsnit 3.2.1 bevirker diskonteringsrenten, at indtægter og omkostninger i fremtiden tilregnes en mindre betydning. I referencen er investeringsomkostningerne spredt ud over perioden, mens investeringsomkostningerne til produktionsenhederne i scenarierne primært ligger i det første år. Ved at benytte en diskonteringsrente på 0% betyder det altså, at investeringsomkostningerne i referencen i fremtiden tillægges større betydning, end når der benyttes en diskonteringsrente på 4%.

I referencen er nutidsværdierne i HMN's model lavere end i den alternative samfundsøkonomi ved alle diskonteringsrenter. Det modsatte er gældende i scenarie 2B, 3A og 3B, hvor nutidsværdierne er lavere i den alternative samfundsøkonomi end i HMN's

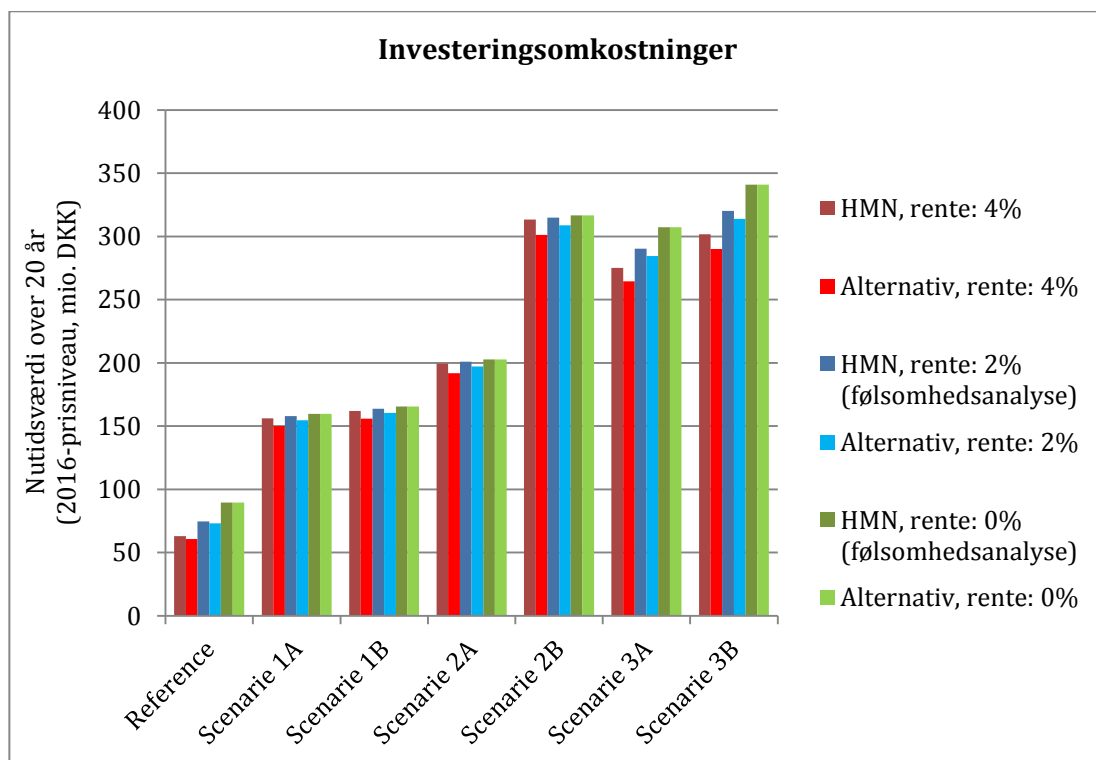
model ved alle diskonteringsrenter. I scenarie 1A og 1B er nutidsværdierne lavere i den alternative samfundsøkonomi end i HMN's model ved en diskonteringsrente på 2 og 4%, mens nutidsværdien er højere i den alternative samfundsøkonomi end i HMN's model ved en diskonteringsrente på 0%. I scenarie 2A er nutidsværdien højere i den alternative samfundsøkonomi end i HMN's model ved en diskonteringsrente på 0 og 2%, mens det modsatte er gældende ved en diskonteringsrente på 4%. Den største forskel mellem resultaterne i de to metoder fås i scenarie 3B, især ved en diskonteringsrente på 0%. Som det fremgår af Figur 47, skyldes det primært, at der er en stor forskel i driftsomkostningerne og brændselskøbet, alt efter om der bruges HMN's model eller den alternative samfundsøkonomiske model.



Figur 47: Opdeling af de forskellige poster i scenarie 3B ved de to metoder med forskellige diskonteringsrenter. Afgiftsforvridningseffekten er ikke en del af den alternative samfundsøkonomi, hvorfor den er sat til nul.

Forskellen mellem resultaterne i HMN's model og den alternative samfundsøkonomi skyldes primært, at der er anvendt forskellige samfundsøkonomiske priser på el i de to metoder. I scenarie 3B bruges der en del el både til pumpning af det geotermiske vand og til den eldrevne varmepumpe.

Investeringsomkostninger udgør den største post i scenarierne. Der er dog forskel i investeringsomkostningerne i de forskellige metoder, se Figur 48.



Figur 48: Samfundsøkonomiske investeringsomkostninger ved de forskellige metoder (angivet som nutidsværdi over en 20 årig periode). Bemærk at udelukkende investeringsomkostningerne er angivet på figuren og der er derfor ikke taget hensyn til scrapværdien.

Som det fremgår af Figur 48, er der en forskel i investeringsomkostningerne i HMN's model og i den alternative samfundsøkonomiske model ved en diskonteringsrente på 2 og 4%. Denne forskel er tilsvarende diskonteringsrenten. Dette skyldes at investeringsomkostningerne udregnes lidt forskelligt i de to metoder. Normalt bruges diskonteringsrenten til at tilbagediskontere fremtidsværdien af et cash flow til dets nutidsværdi, således at det er muligt at sammenligne alternative investeringsmuligheders indtjening over tid. I den alternative samfundsøkonomi er diskonteringsrenten udelukkende anvendt til at beregne nutidsværdien. I HMN's model er diskonteringsrenten (eller kalkulationsrenten, som den kaldes i deres beregningsark) medregnet to gange. Det skyldes, jf. en mailkorrespondance med medarbejder hos HMN, Bjarne Mortensen, at alle beløb er henført til medio året, mens investeringerne er forudsat at ske primo året. Derfor henføres investeringsbeløbene til medio året ved at multiplicere med renten opløftet til en halv. Derfor anvendes kalkulationsrenten igen til beregning af nutidsværdien.

7.7 Delkonklusion

Hvis HMN's model bruges som metode, i.e. hvis Finansministeriets og Energistyrelsens vejledninger ligger til grund for analysen, betyder det, at det ikke er samfundsøkonomisk fordelagtigt, at Aabybro Fjernvarmeværk udvider deres fjernvarmeforsyning ved at konvertere de individuelle opvarmningsområder Thomasmindeparken, Industriområdet, Biersted og Nørhalne til fjernvarme. I alle scenarierne sker der dog en reduktion af CO₂ udledningen sammenlignet med referencen, i.e. hvis der ikke sker en konvertering fra individuel opvarmning til fjernvarme, er CO₂ udledningen højere, end hvis konverteringen gennemføres – gældende uanset hvilken af de opstillede scenarier, der ville forsyne de nye potentielle kunder.

Hvis den alternative samfundsøkonomiske metode, som er beskrevet i afsnit 3.2, ligger til grund for analysen, bevirker det at det er samfundsøkonomisk fordelagtigt at konvertere til fjernvarme ved en diskonteringsrente på 0%. Dette gælder, hvis de varmebrugere der i dag har individuel opvarmning, i fremtiden forsynes med geotermisk vand eller ved solvarme kombineret med damvarmelager, og med de forudsætninger der er anvendt. Hvis investeringsomkostningerne til ledninger og fjernvarmeunits f.eks. er 25% lavere end det anslåede i projektet, medfører det, at det ydermere er samfundsøkonomisk fordelagtigt at konvertere til fjernvarme, når de nye potentielle kunder forsynes med solvarme til dækning af grundlast, eksisterende træpille kedel og naturgaskedel (scenarie 2A). Hvis Energistyrelsens forudsætninger fra december 2014 ligger til grund for analysen i stedet for forudsætningerne fra april 2016, medfører det, at det er samfundsøkonomisk fordelagtigt at konvertere til fjernvarme ved alle scenarierne på nær scenariet med en ny flis kedel og absorptionsvarmepumpe til afkøling af røggas på eksisterende flis kedel (scenarie 1B). Dette gælder ved en diskonteringsrente på 0%.

Hvis den alternative samfundsøkonomiske metode ligger til grund for analysen, og der anvendes en diskonteringsrente på 2%, giver det ikke samfundsøkonomisk mening at konvertere til fjernvarme ved nogle af de opstillede scenarier i grundberegningen. Hvis investeringsomkostningerne til ledninger og fjernvarmeunits f.eks. er 25% lavere end det anslåede i projektet, medfører det, at det ved en diskonteringsrente på 2%, er samfundsøkonomisk fordelagtigt at konvertere til fjernvarme, når de nye potentielle kunder forsynes ved geotermisk vand, der først varmeveksles med returvandet og dernæst køles yderligere i en eldreven varmepumpe (scenarie 3B). Hvis Energistyrelsens forudsætninger fra december 2014 ligger til grund for analysen i stedet for forudsætningerne fra april 2016, medfører det, at det ved en diskonteringsrente på 2%, er samfundsøkonomisk fordelagtigt at konvertere til fjernvarme, når de nye potentielle kunder forsynes ved geotermisk vand (scenarie 3A og 3B).

Hvis den alternative samfundsøkonomiske metode ligger til grund for analysen, og der anvendes en diskonteringsrente på 4%, giver det ikke samfundsøkonomisk mening at konvertere til fjernvarme ved nogle af de opstillede scenarier. Som beskrevet i afsnit 3.2 vurderes det dog også, at en diskonteringsrente på 4% er for høj til sådanne projekter, og kun er medtaget i den alternative samfundsøkonomi af sammenlignelighedsmæssige årsager.

I den alternative samfundsøkonomiske analyse viste resultaterne, at der sker en reduktion i CO₂ udledningen i alle scenarier undtaget scenarie med solvarme til grundlast, i.e. hvis der ikke sker konvertering fra individuel opvarmning til fjernvarme, er CO₂ udledningen højere, end hvis konverteringen gennemføres, gældende i fem ud af seks scenarier. Fra et emissionsmæssigt synspunkt vurderes det umiddelbart at være at foretrække at etablere enten scenarie 2B (solvarme og damvarmelager) eller scenarie 3A eller 3B (geotermi) til forsyning af de nye potentielle kunder.

Det fremgik af resultaterne fra den alternative samfundsøkonomi, at der er nogle positive beskæftigelseseffekter ved at lave en konvertering af individuel opvarmning til fjernvarme. Beskæftigelseseffekterne indgår i dag ikke som et tællende parameter, da det ikke indgår i beregningen af nutidsværdien i HMN's model. Samfundsøkonomien har til formål at afspejle borgernes nytteværdi, og netop beskæftigelseseffekten vurderes at have en stor nytteværdi for borgerne. Det anerkendes, at det er svært at indregne beskæftigelseseffekterne i nutidsværdien, da det kræver en grundig analyse af arbejdsløsheden, og om disse kunne varetage de potentielle jobs eller kunne omskoles, samt om det medfører, at nogle i erhvervslivet hæves fra et lavere løntrin til et højere løntrin. Det kan derfor diskuteres, om den samfundsøkonomiske nutidsværdi er den eneste faktor, der skal bestemme om det er samfundsøkonomisk fordelagtigt at lave et sådant konverteringsprojekt.

Som nævnt i kapitel 1 Indledning er de politiske målsætninger, at Danmark skal være fossilneutral, i.e. brugen af de fossile brændsler skal reduceres, og erstattes af vedvarende energikilder. Som det fremgik af Tabel 33, spares der en markant mængde fossile brændsler i form af naturgas og olie ved at konvertere fra individuel opvarmning til fjernvarme. Det gælder uanset hvilket af scenarierne, der etableres for forsyning af de forbrugere, der i dag har individuel opvarmning. Derfor er der politiske målsætninger om at reducere bl.a. CO₂ udledningen. Som det fremgår af dette kapitel, reduceres CO₂ udledningen generelt i scenarierne sammenlignet med referencen. Derfor kan det argumenteres, at det er relevant at opstille en alternativ samfundsøkonomi, da konklusionen ovenfor viser, at den nuværende klassiske samfundsøkonomiske metode ikke imødekommer den politiske målsætning om udfasning af fossile brændsler. Modsat imødekommer den alternative samfundsøkonomiske model, der er opstillet i nærværende projekt, i højere grad de politiske målsætninger.

Som det fremgår af dette kapitel, er det ikke muligt at lave konverteringer af individuel opvarmning til fjernvarme, når der anvendes de forudsætninger der beskrives i Energistyrelsens *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet* (Energistyrelsen, 2005), i.e. med den nuværende institutionelle opsætning. Hvis der anvendes en alternativ, mere institutionel samfundsøkonomi viser resultaterne, at det kan være samfundsøkonomisk fordelagtigt at konvertere individuel opvarmning til fjernvarme. En sådan konvertering kan medhjælpe de politiske målsætninger. Nogle af de institutionelle barrierer, der hindrer muligheden for at konvertere til fjernvarme, belyses i næste kapitel.

8 DEN INSTITUTIONELLE STRUKTURS BETYDNING FOR DE POLITISKE MÅLSÆTNINGER

Det institutionelle aspekt af teorien om "Choice Awareness" er ikke en del af hovedanalysen i nærværende projekt. Det anerkendes dog, at den institutionelle struktur er vigtig for de politiske målsætninger, og at det derfor kan være nødvendigt at ændre den offentlige regulering og demokratiske infrastruktur. I dette kapitel belyses de institutionelle barrierer, der hindrer muligheden for at imødekomme de politiske målsætninger.

Institutionel teori betragter de processer, hvor regler, normer og rutiner bliver etableret som retningslinjer for den sociale adfærd. Institutionel teori belyser, hvordan disse elementer skabes, spredes, vedtages, og tilpasses af tid og rum, og hvordan de tilbagefalder (Scott, 2004). I dette kapitel fokuseres der primært på den offentlige regulering ift. konverteringsprojekter og samfundsøkonomiske betragtninger.

Som det fremgår af afsnit 2.1, skal den offentlige regulering reflektere det, der er bedst for samfundet, herunder også fra et forbruger- og virksomhedsøkonomisk synspunkt. Det er illustreret, at det umiddelbart er forbrugerøkonomisk fordelagtigt at konvertere fra individuel opvarmning til fjernvarme (eventuelt på nær de forbrugere der har en trøpille kedel), men til trods er det, med den nuværende institutionelle opbygning, ikke samfundsøkonomisk fordelagtigt. Samtidig vurderes det, at en konvertering fra individuel opvarmning til fjernvarme, understøtter de politiske målsætninger om vedvarende energi og reduktion af CO₂ udledningen. I det nedenstående præsenteres et par eksempler på, hvilken betydning den offentlige regulering har for de politiske målsætninger.

Eksempel 1: Diskonteringsrente på 4%

Af Bekendtgørelse nr. 1124 af 23/09/2015 om godkendelse af projekter for kollektive varmeforsyningsanlæg fremgår det, at et projekt skal være det mest samfundsøkonomiske fordelagtige, og at der, som nævnt, skal anvendes den senest udmeldte diskonteringsrente fra Finansministeriet. Eftersom der, jf. regulativerne, skal anvendes den diskonteringsrente som Finansministeriet udmelder, skal der i fjernvarmeprojekter anvendes en diskonteringsrente på 4%, og med en så høj diskonteringsrente er det svært at implementere alternative projekter med en høj investering og lavere driftsudgifter i fremtiden. Netop projekter med vedvarende energikilder såsom f.eks. solvarme er kendetegnet ved sådanne omkostninger. Eftersom det er en politisk målsætning at producere lige så meget vedvarende energi, som der forbruges, vurderes en diskonteringsrente på 4%, at være en barriere for at imødekomme disse målsætninger. Denne vurdering er bekræftet af resultaterne af de samfundsøkonomiske beregninger i dette projekt.

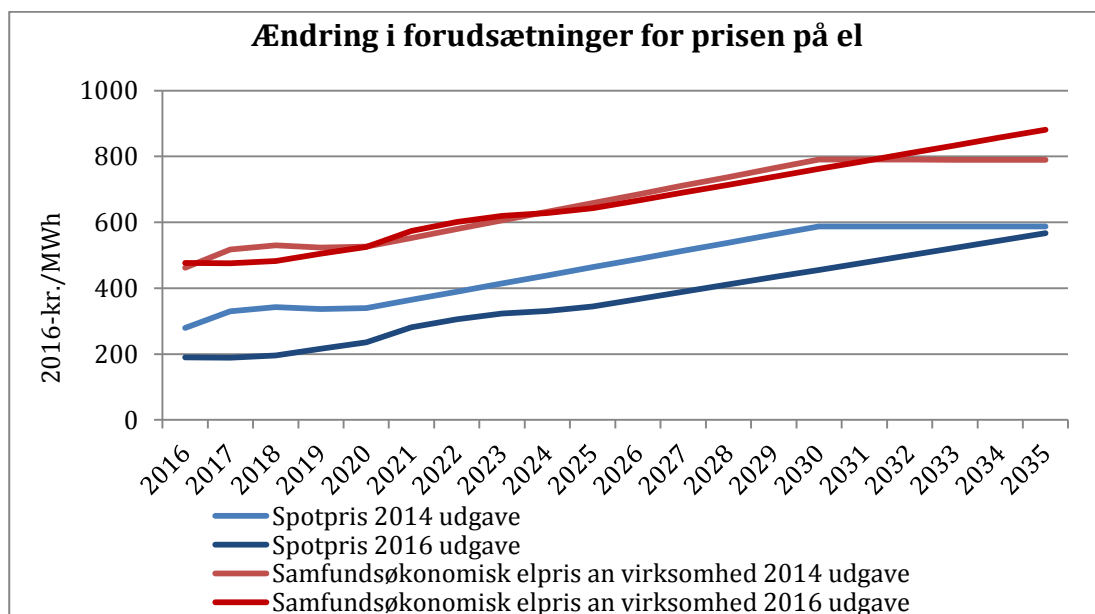
Eksempel 2: Energistyrelsens beregningsforudsætninger

Et andet eksempel på at forfatter vurderer, at den nuværende institutionelle opbygning ikke imødekommer de politiske målsætninger, er de ændrede forudsætninger for brændselspriser.

Af Bekendtgørelse nr. 1124 af 23/09/2015 om godkendelse af projekter for kollektive varmeforsyningsanlæg fremgår det ydermere, at de samfundsøkonomiske beregninger skal foretages på baggrund af Energistyrelsens vejledning og opdaterede forudsætninger.

Energistyrelsen udsendte, som nævnt, i 2016 nye samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, der erstatter forudsætningerne fra december 2014. Ændringerne i de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger vurderes at have stor betydning for de politiske målsætninger, da flere fossil- og CO₂ reducerende projekter ikke kan realiseres. Dette skyldes at projekter med fossile brændsler, med de nye forudsætninger, ofte giver lavere samfundsøkonomisk nutidsværdi. I dette projekt sættes der spørgsmålstegn ved, hvorvidt ændringerne i f.eks. elprisen afspejler de reelle ændringer. Dette uddybes nedenfor.

Til trods for at el spotprisen er nedjusteret i 2016 udgaven, er den samlede samfundsøkonomiske elpris an virksomhed nogenlunde identisk i 2014- og 2016 udgaven. Systemomkostningerne, herunder nettabet, forventes altså at være stigende tilsvarende faldet i spotprisen.



Figur 49: Den samfundsøkonomiske elpris i Energistyrelsens beregningsforudsætninger fra hhv. december 2014 og april 2016.

Ifølge Energistyrelsens vejledning til de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger udgøres forskellen mellem spotprisen og den samfundsøkonomiske elpris af virksomhed af systemydelse, i.e. distributionsomkostninger, nettab og nødvendig PSO afgift¹⁸.

Distributionsomkostningen for private forbrugere er steget fra 10,74 øre/kWh i 2013 (Dansk Energi, 2014) til 10,90 øre/kWh i 2015 (Dansk Energi, 2015 [B]) for Nordjylland. Distributionsomkostningen for værker er steget fra 9,75 øre/kWh i 2013 (ved forbrug på 1000 MWh/år) til 9,90 øre/kWh i 2015 (Dansk Energi, 2015 [B]) for Nordjylland. Det er altså svært at forestille sig, at de samfundsøkonomiske meromkostninger til el er steget i det omfang, som det fremgår af Figur 49. Dette skyldes eventuelt, at forudsætningerne for disse beregninger er uigennemskuelige.

Som det fremgik af kapitel 7, medfører de ændrede beregningsforudsætninger, at det kun er samfundsøkonomisk fordelagtigt at gennemføre konvertering fra individuel opvarmning til fjernvarme, når der anvendes en diskonteringsrente på 0% i den alternative samfundsøkonomi. Ved forudsætningerne fra december 2014 er det også samfundsøkonomisk fordelagtigt at gennemføre en sådan konvertering, når der regnes med en diskonteringsrente på 2% i den alternative samfundsøkonomi. Ovenstående er dermed et eksempel på, at den nuværende institutionelle opbygning ikke er optimal, da konsekvensen af disse ændrede beregningsforudsætninger er, at det bliver svært at udføre projekter, hvor fossile brændsler erstattes af vedvarende energikilder. Dette forværres ved, at der kan sættes spørgsmålstejn ved hvorvidt ændringerne i f.eks. elprisen, afspejler de reelle ændringer.

Opsummering

I dette kapitel er der præsenteret nogle eksempler på, at den offentlige regulering modvirker de politiske målsætninger om vedvarende energi og reduktion i CO₂ udledningen, da de nævnte reguleringer bevirker, at det ikke er samfundsøkonomisk fordelagtigt at lave konvertering af individuel opvarmning til fjernvarme. I næste kapitel diskuteres dette i forhold til teori og baggrund, og der præsenteres en anbefaling til hvordan disse institutionelle barrierer kan imødekommes.

¹⁸ den PSO afgift, der er relateret til net, forsyningssikkerhed og øvrige omkostninger og altså ikke PSO afgift relateret til støtte til VE, forskning og udvikling eller andre tilskudsordninger.

9 DISKUSSION OG ANBEFALINGER

Formålet med dette kapitel er at diskutere resultaterne og de institutionelle barrierer, som er belyst gennem specialet med udgangspunkt i specialets teoretiske ramme. Gennem kapitlet diskuteres væsentlige barrierer for konvertering af individuel opvarmning til fjernvarme, og der opstilles en række anbefalinger til, hvordan disse barrierer kan imødekommes.

Som beskrevet i kapitel 3, gælder der ifølge den institutionelle økonomiske tankegang, at alle økonomier er påvirket og understøttet af en institutionel struktur, herunder bl.a. regler og love. Modsæt ligger der bag de klassiske økonomiske teorier, som Finansministeriet og Energistyrelsens vejledninger læner sig op af, en forudsætning om, at markedet fungerer optimalt, og at der ikke behøves en udefra indgriben. I dette speciale er det flere gange problematiseret, at resultaterne af de samfundsøkonomiske analyser, der bygger på Finansministeriets og Energistyrelsens vejledninger, ikke matcher de politiske målsætninger. Hvis der ikke skal ske en (yderligere) indgriben, vil det medføre, at der ikke skal konverteres fra individuel opvarmning til fjernvarme ved Aabybro, og dermed at der ikke sker en reduktion i brugen af fossile brændsler og i CO₂ udledningen. Forfatteren bag nærværende projekt argumenterer, at systemet er et resultat af en masse politiske indgreb, herunder bl.a. hvordan afgiftsstrukturen skal struktureres, og at det er fastsat ved lov, at der skal udarbejdes samfundsøkonomiske analyser. Det fremgår af afsnit 4.2, at det overordnet er forbrugerøkonomisk fordelagtigt at konvertere til fjernvarme, hvorfor det argumenteres, at forbrugerne burde gøre dette, hvis det udelukkende var styret af markeds kræfter. Årsagen til at det er forbrugerøkonomisk fordelagtigt, er dog bl.a. et resultat af den nuværende afgiftsstruktur.

I dette projekt argumenteres det, at hvis der er et ønske om at imødekomme de politiske målsætninger, er det nødvendigt at ændre den nuværende institutionelle kontekst, herunder den offentlige regulering. De samfundsøkonomiske resultater viste, at de politiske målsætninger kan imødekommes, når der opstilles en alternativ samfundsøkonomi tilsvarende den, der er opstillet i dette projekt.

Årsagen til denne diskussion bunder til dels i, at dette projekt tager udgangspunkt i teorien om "Choice Awareness", hvor det netop argumenteres, at der skal tages udgangspunkt i den institutionelle tankegang. Hvis projektet ikke tog udgangspunkt i denne teori, men nærmere en mere klassisk økonomisk teori, ville konklusionen være en anden.

Da projektet tager udgangspunkt i teorien om "Choice Awareness", og dermed er forankret i den institutionelle økonomiske tankegang, er det nærliggende at anbefale ikke at medregne skatteforvridningen i de samfundsøkonomiske nutidsværdier. Argumenterne herfor er belyst i kapitel 3. Opsummerede tager tankegangen om skatteforvrid-

ningsfaktoren udgangspunkt i en økonomi, der i dag befinder sig i et optimum, og denne opfattelse stemmer ikke overens med den institutionelle økonomiske tankegang.

Nærværende projekt har ikke beskæftiget sig med det selskabsøkonomiske aspekt, da det ligger uden for problemformuleringen. Det vurderes dog relevant kort at belyse en udfordring relateret til det selskabsøkonomiske aspekt af sådanne konverteringsprojekter. De samfundsøkonomiske resultater viste, at det primært er fordelagtigt i fremtiden at forsyne de individuelle varmemeforbrugere ved geotermisk vand, mens at flis kedlen ikke er samfundsøkonomisk fordelagtig. De fleste scenarier medfører en betydelig højere produktionspris (inkl. kapitalomkostninger), sammenlignet med at etablere en yderligere flis kedel, hvor produktionsprisen på nuværende tidspunkt er meget lav. En udfordring er derfor at værket, herunder bestyrelsen, eventuelt ikke vil godkende etablering af alternative produktionsenheder, da dette medfører en højere varmepris for forbrugerne. Årsagen til at prisen ved flis kedler er så lav på nuværende tidspunkt, skyldes primært, at biomasse er afgiftsfritaget. Der er altså en uoverensstemmelse mellem det der er selskabsøkonomisk fordelagtigt, og det der er samfundsøkonomisk fordelagtigt. Denne udfordring kan eventuelt løses ved at omstrukturere afgifterne, således at det bliver fordelagtigt at udføre andre projekter end biomasse-relaterede projekter. Dette kan f.eks. gøres ved at lægge afgiften over på forbrugssiden. Der er dog nogle udfordringer ved at gøre det. Alternativt kan staten yde støtte til de indledende geotermiske boringer, som ofte er dyre og usikre. Dette forslag blev ligeledes fremlagt af driftslederen ved Aabybro Fjernvarmeverk, som beskrev bekymringer ved geotermi, efter at et projekt i Kvols ved Viborg måtte nedlukke grundet boretekniske problemer. Projektet efterlader en regning på omkring 160 mio. kr., hvoraf en stor del skal betales af fjernvarmeforbrugerne (Erstatningsforeningen Fjernvarmesagen, u.d.).

Den pris på CO₂-udledning der er beskrevet i Energistyrelsens beregningsforudsætninger, og derfor bruges i HMN's beregningsmodel, er, som beskrevet i afsnit 3.2.6, baseret på CO₂-kvoteprisen. I og med at markedet ikke fungerer optimalt, har den internationale handelsværdi for CO₂ kvoter de senere år været meget lav, og reflekterer derfor ikke den reelle skadesvirkning. Da teorien om "Choice Awareness" danner ramme om projektet, anbefales det at omkostningen ved CO₂-udledningen, skal baseres på den reelle skadesvirkning i stedet for en internationale handelsværdi. I interviewet med en repræsentant ved Dansk Fjernvarme fremkom samme holdning: den politiske målsætning om CO₂ neutralitet skal afspejles i de samfundsøkonomiske beregninger, og lige nu matcher CO₂ prisen ikke virkeligheden (se citat side 15).

Som belyst i kapitel 8, er en diskonteringsrente på 4% en barriere for at imødekomme de politiske målsætninger. Det anbefales i dette projekt derfor, at åbne op for muligheden for at anvende en lavere diskonteringsrente. I afsnit 3.2.1 er det belyst at diskonte-

ringsrenten, med nuværende lånerenter og inflationsmål, nærmere bør være mellem 0 og 2%.

Da samfundsøkonomien har til formål at afspejle befolkningens villighed, vurderes det ydermere relevant at belyse den værdi, det giver de berørte at have enten individuel opvarmning eller at blive konverteret til fjernvarme. For at belyse dette, kan det være nødvendigt at lave interviews.

Som det er belyst i projektet, er beskæftigelseseffekten en relevant parameter at inddrage i beslutningsprocessen omkring konverteringsprojekter. I dette projekt er der estimeret nogle beskæftigelseseffekter ud fra tidligere undersøgelser. Hvis beskæftigelse skal indregnes i nutidsværdiberegningerne kræver det, at der forefindes viden bl.a. om nuværende lønninger.

Ovenstående to eksempler belyser, at det kan være svært at prissætte alle parameter i en nutidsværdiberegning. En anbefaling kunne derfor være, at ændre den nuværende institutionelle kontekst, således at sådanne konverteringsprojekter i fremtiden ikke blev besluttet på baggrund af samfundsøkonomien, eller at samfundsøkonomien ikke udelukkende belyste nutidsværdien, men også inddrager andre parametre såsom sociale værdier og beskæftigelseseffekter. Forfatteren har dog i løbet af specialeperioden erfaret, at det ikke er så lige til at ændre den nuværende institutionelle opsætning. I forbindelse med projektet har forfatteren præsenteret forskellige forslag for forskellige interessenter, men er blevet mødt med argumenter, såsom at det er svært for kommunen og bestyrelser at forholde sig til noget, der ikke bare er et tal. Der er ikke udarbejdet en nærmere analyse af denne eventuelle barriere, som formodentligt primært er forårsaget af normer og rutiner, men det anerkendes at være en væsentlig faktor at belyse.

Nærværende projekt kan i den henseende være et bidrag til at åbne en debat om hvordan man, i.e. borgere, politikere, forskere m.fl., i fremtiden kan bestemme konverteringsprojekter. Det handler ikke nødvendigvis om at redefinere hele den måde det gøres på i dag, men i første omgang kunne det åbne en debat om hvilke forudsætninger, der skal anvendes, og hvordan de skal anvendes.

10 KONKLUSION

Overordnet er formålet med specialet at undersøge, hvordan varmesektoren kan bidrage til den grønne omstilling, i.e. at udskifte de fossile brændsler med vedvarende energikilder. Varmesektoren er i dette projekt defineret ved overordnet at bestå af individuel opvarmning og fjernvarme. Fjernvarme anses ofte som et væsentligt element i omstillingen til et mere vedvarende energisystem, hvorfor det kan argumenteres, at fjervarmesektoren skal fylde mere end den gør i dag. Forskellig forskning har modstridende konklusioner på, hvorvidt fjernvarmesektoren skal udvides eller ej, i.e. om det er samfundsøkonomisk fordelagtigt. I modsætning til tidligere forskning, analyseres der i dette speciale en konkret case, nemlig fire udpegede områder ved Aabybro i Nordjylland. Dette er gjort gennem besvarelse af problemformuleringen:

Er det samfundsøkonomisk fordelagtigt, at Aabybro Fjernvarmeværk udvider deres fjernvarmeforsyningsområde ved at konvertere individuel opvarmning til fjernvarme?

Problemformuleringen er bevaret med udgangspunkt i teorien om "Choice Awareness", hvorfor der foruden den mere klassiske økonomiske beregning af samfundsøkonomien, yderligere er udarbejdet en alternativ samfundsøkonomisk analyse, der i højere grad er forankret i den institutionelle økonomiske tankegang.

For at identificere forskellige holdninger til varmesektoren i fremtiden, herunder om det er samfundsøkonomisk fordelagtigt at lave konvertering af individuel opvarmning til fjernvarme, er der udarbejdet interviews med de to sider af sagen; hhv. repræsentanter for naturgas og repræsentanter for fjernvarme. På baggrund af disse holdninger er der opstillet forskellige scenarier for hvordan fjernvarmen kan produceres i fremtiden, hvis de individuelle varmeforbrugere konverteres til fjernvarme. Modelleringen af scenarierne er sket i programmet energyPRO.

I forhold til den politiske målsætning om reduktionen af fossile brændsler er konklusionen, at der generelt spares en markant mængde fossile brændsler i form af naturgas og olie ved at konvertere de individuelle opvarmningsforbrugere til fjernvarme. Samtidig reduceres CO₂ udledningen generelt, hvis de individuelle varmeforbrugere konverteres til fjernvarme.

I forhold til det samfundsøkonomiske aspekt af en sådan konvertering er der umiddelbart ikke et entydigt svar på, om det er samfundsøkonomisk fordelagtigt, at Aabybro Fjernvarmeværk udvider deres fjernvarmeforsyning ved at konvertere de individuelle opvarmningsområder Thomasmindeparken, Industriområdet, Biersted og Nørhøne til fjernvarme. HMN Naturgas har udarbejdet en beregningsmodel, som bygger på Finansministeriets og Energistyrelsens vejledninger om samfundsøkonomiske beregninger. Disse vejledninger tager udgangspunkt i den klassiske økonomiske teori. Når denne beregningsmodel anvendes til analyse af det samfundsøkonomiske aspekt ved at

konvertere de nævnte områder, er konklusionen at det ikke er samfundsøkonomisk fordelagtigt. Hvis den alternative samfundsøkonomiske model anvendes til analyse af det samfundsøkonomiske aspekt, er konklusionen, at det er samfundsøkonomisk fordelagtigt at konvertere til fjernvarme ved en diskonteringsrente på 0%, hvis de individuelle varmemeforbrugere i fremtiden forsynes af fjernvarme baseret på geotermisk vand, eller er produceret ved solvarme kombineret med damvarmelager. Hvis der anvendes en diskonteringsrente på 2%, og der anvendes de samfundsøkonomiske brændselsomkostninger fra Energistyrelsens forudsætninger fra december 2014 i stedet for fra april 2016, er det ligeledes samfundsøkonomisk fordelagtigt at konvertere til fjernvarme, hvis de individuelle varmemeforbrugere i fremtiden forsynes af fjernvarme baseret på geotermisk vand. Hvis der anvendes en diskonteringsrente på 4%, giver det ikke samfundsøkonomisk mening at konvertere til fjernvarme ved nogle af de opstillede scenarier. I dette speciale er det dog anbefalet at bruge en lavere diskonteringsrente end 4%.

Netop diskonteringsrenten er i dette speciale fremhævet som et eksempel på, at den nuværende institutionelle struktur bevirker, at de politiske målsætninger ikke kan imødekommes. Af Bekendtgørelse nr. 1124 af 23/09/2015 om godkendelse af projekter for kollektive varmemeforsyningsanlæg fremgår det, at der skal anvendes den senest udmeldte diskonteringsrente fra Finansministeriet, hvilket for tiden er 4%, hvorfor projektet ikke er samfundsøkonomisk fordelagtigt.

Som det fremgår af det ovenstående, vil en konvertering reducere mængden af fossile brændsler og CO₂ udledningen, og dermed imødekomme de politiske målsætninger. At de nuværende samfundsøkonomiske forudsætninger derfor ikke støtter op om en sådan konvertering, vurderes at være i modstrid med netop disse målsætninger. I dette speciale er der diskuteret hvilke parametre, det anbefales at ændre. Foruden diskonteringsrenten, drejer det sig om skatteforvridningsfaktoren og CO₂ omkostningen. Derfor anbefales det, at inddrage andre værdier, der kan være svære at prissætte i en nutidsberegning såsom beskæftigelseseffekten.

11 REFERENCER

Arcon-Sunmark, 2016. Korrespondence med Knud Erik Nielsen, salgsdirektør ved Arcon-Sunmark. s.l., s.n.

Biede, H. J., Kjær, H. & Vibe-Pedersen, M., 2011. MIKROøkonomi. 2. red. s.l.:Hans Reitzels Forlag.

Brønderslev Kommune, 2011. Lokalplan 32-T-14.01, s.l.: Brønderslev Kommune.

Børsen, 1998. Fuld beskæftigelse inden for rækkevidde. [Online]

Available at:

http://borsen.dk/nyheder/generelt/artikel/1/7155/fuld_beskaeftigelse_inden_for_rækkevidde.htm

!

[Senest hentet eller vist den 24. maj 2016].

Dall Energy, u.d. ORC = Organic Rankine Cycle. [Online]

Available at: <http://www.dallenergy.com/orc=-organic-rankine-cycle.60.aspx>

[Senest hentet eller vist den 2. marts 2016].

Danmarks Statistik, 2014. Danmarks nettogæld blandt de laveste i EU, s.l.: Danmarks Statistik.

Danmarks Statistik, u.d. Danmarks Statistik. [Online]

Available at: <http://www.danmarksstatistik.dk/da/>

[Senest hentet eller vist den 8 april 2016].

Dansk Energi, 2014. Elforsynings tariffer & elpriser, s.l.: Dansk Energi.

Dansk Energi, 2015 [A]. Balmorel-elpriser VestDK 2020-2035, s.l.: Dansk Energi.

Dansk Energi, 2015 [B]. Elforsynings tariffer & elpriser, Frederiksberg: Dansk Energi.

Dansk Fjernvarme, u.d. Årsberetning 2014, s.l.: Dansk Fjernvarme.

Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, 2014. Drejebog om geotermi - Etablering og drift af geotermiske anlæg til fjernvarmeforsyning, s.l.: Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab.

Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, u.d. Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab. [Online]

Available at: <http://www.geotermi.dk/>

[Senest hentet eller vist den 24. maj 2016].

Dansk Gasteknisk Center, u.d. Naturgas i Danmark. [Online]

Available at: http://www.naturgasfakta.dk/copy_of_miljoekrav-til-energianlaeg/naturgas-i-danmark

[Senest hentet eller vist den 22. maj 2016].

Danstoker, 2016. Overslagspris på absorptionsvarmepumpe, s.l.: s.n.

Det Miljøøkonomiske Råd, 2016. Økonomi og Miljø 2016 - Værdi af statistisk liv. Luftforurening.

Danmark fossilfri 2050.. [Online]

Available at: <http://www.dors.dk/files/media/rapporter/2016/M16/m16.pdf>

[Senest hentet eller vist den 4. april 2016].

Det Økonomiske Råd, 2002. Dansk Økonomi forår 2002 - Kapitel 3: Vurderinger af 90'ernes miljø- og energipolitik. [Online]

Available at: <http://www.dors.dk/files/media/rapporter/2002/f02/kap3.pdf>

[Senest hentet eller vist den 4 april 2016].

Ea Energianalyse, 2012. Reguleringsmodeller for fjernvarmen, s.l.: Ea Energianalyse.

Edquist, C. & Johnson, B., 1997. Institutions and organizations in systems of innovation. I: C. Edquist, red. Systems of Innovation: Overview and Basic Concepts. s.l.:s.n., pp. 41-63.

Energinet.dk, 2011. Potentiale og muligheder for fleksibelt elforbrug med særligt fokus på individuelle varmepumper, Fredericia: Energinet.dk.

Energinet.dk, 2011. Samspil mellem gas, el og varme, s.l.: Energinet.dk.

Energinet.dk, 2014. Konceptpapir for indkøb af strategiske reserver i Østdanmark, s.l.: Energinet.dk.

Energinet.dk, 2015 [A]. Gassystemets gevinst for samfundet i 2035, s.l.: Energinet.dk.

Energinet.dk, 2015 [B]. Deklarering af el i Danmark, s.l.: Energinet.dk.

Energinet.dk, u.d. Miljødeklarering af 1 kWh el. [Online]

Available at: <http://www.energinet.dk/DA/KLIMA-OG->

- [MILJOE/Miljoedeklarationer/Sider/Miljoedeklarering-af-1-kWh-el.aspx](#)
[Senest hentet eller vist den 7. april 2016].
- Energistyrelsen, 2005. Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, s.l.: Energistyrelsen.
- Energistyrelsen, 2007. Vejledning: Bekendtgørelse nr. 1295 af 13/12/2005 om godkendelse af projekter for kollektive varmeforsyningsanlæg, s.l.: Energistyrelsen.
- Energistyrelsen, 2008. Oplæg om konvertering fra individuel naturgas til fjernvarme, s.l.: Energinet.dk.
- Energistyrelsen, 2014. Danmarks Energi- og Klimafremskrivning 2014, s.l.: Energistyrelsen.
- Energistyrelsen, 2015. Technology Data for Energy Plants - Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion, s.l.: Energistyrelsen.
- Energistyrelsen, 2016. Regneark med tabeller (xlsx-fil) fra Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2016, april 2016. [Online]
Available at: http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsoekonomiske-beregnings-forudsætninger/2014/braendselspriser_2014_-_webudgave_-_20141209.xlsm
[Senest hentet eller vist den 15 april 2016].
- Erstatningsforeningen Fjernvarmesagen, u.d. Fakta. [Online]
Available at: <https://erstatningssag.wordpress.com/fakta-2/>
[Senest hentet eller vist den 25. maj 2016].
- Finans, 2015. Rapport: Danmark gearer op til fuld fart. [Online]
Available at: <http://finans.dk/live/okonomi/ECE7732594/Rapport-Danmark-gearer-op-til-fuld-fart/?ctxref=ext>
[Senest hentet eller vist den 24. maj 2016].
- Finansministeriet, 1999. Vejledning i udarbejdelse af samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger, København: Finansministeriet.
- Finansministeriet, 2013. Ny og lavere samfundsøkonomisk diskonteringsrente. [Online]
Available at: <http://www.fm.dk/nyheder/pressemeddelelser/2013/05/ny-og-lavere-samfundsoekonomisk-diskonteringsrente>
[Senest hentet eller vist den 10. december 2015].
- Frederiksen, S. & Werner, S., 2013. District Heating and Cooling. 1 red. Lund: Studenterlitteratur.
- From, N., 2014. Biomasse-kraftvarme med ORC. Kolding: PlanEnergi.
- HMN Naturgas, u.d. Årsrapport 2014, s.l.: HMN Naturgas.
- Hvelplund, F., 2015. Innovativ projektevaluering. I: Bæredygtighed - Værdier, regler og metoder. s.l.: Aarhus Universitetsforlag, pp. 425-446.
- Hvelplund, F. & Lund, H., 2011. Notat om data til vurdering af beskæftigelsesvirkninger af investering i forskellige energiteknologier, Aalborg Universitet: s.n.
- Koch, J., 2015. Hvordan får vi valgt de rigtige samfundsøkonomiske energiløsninger?. [Online]
Available at: <http://www.danskfjernvarme.dk/vi-mener/debatindlaeg/151104hvordan-faar-vi-valgt-de-rigtige-samfundsoekonomiske-energiloesninger>
[Senest hentet eller vist den 2. marts 2016].
- Lund, H., 2014. Renewable Energy Systems. 2nd red. s.l.:Elsevier.
- Lund, H., Rosager, F. & Hvelplund, F., 1985. Valuta- og beskæftigelsesoplysninger for 60 energiteknologier. Aalborg: Aalborg Universitetsforlag.
- Miljø- og Fødevareministeriet, 2015. Miljø- og Fødevareministeriets nøgletalskatalog. [Online]
Available at:
http://mfvm.dk/fileadmin/user_upload/MFVM/Miljoe/Noegletalskatalog_05_01_2016.xlsm
[Senest hentet eller vist den 15. april 2016].
- Mortensen, K., 2015. Dansk Fjernvarme: Solen giver både varme og nye arbejdspladser. [Online]
Available at: <http://www.altinget.dk/energi/artikel/dansk-fjernvarme-solen-giver-baade-varme-og->

nye-arbejdspladser

[Senest hentet eller vist den 2. marts 2016].

- Möller, B. & Lund, H., 2010. Conversion of individual natural gas to district heating: Geographical studies of supply costs and consequences for the Danish energy system. *Applied Energy*, Issue 87, p. 1846–1857.
- NIK-VE, 2010. Energivisioner for Region Nordjylland, s.l.: NIK-VE.
- PlanEnergi m.fl., 2013. Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet, s.l.: PlanEnergi m.fl..
- PlanEnergi, 2010. Fælles løsninger - Designprojekt Jammerbugt, s.l.: Fleksenergi.
- PlanEnergi, 2012. Fjernvarmeudvidelser, s.l.: PlanEnergi.
- PlanEnergi, 2015. SUNSTORE 3, Phase 2, s.l.: EUDP.
- PlanEnergi, Institut, T., Rambøll & Energi, G., 2014. Inspirationskatalog for store varmepumpeprojekter i fjernvarmesystemet, s.l.: Energistyrelsen.
- Rambøll, 2008. Aktiver i fjernvarmesektoren, s.l.: Energitilsynet og Dansk Fjernvarme.
- Rudmose, C., 2015. Brintbaserede gasser i naturgasnettet. s.l.: HMN Naturgas.
- Scott, W. R., 2004. Institutional theory. I: G. Ritzer, red. *Encyclopedia of Social Theory*. Californien: Sage Publications, pp. 408-14.
- Social- og Indenrigsministeriet, 2013. Hvorfor er der overskud på betalingsbalancen?. *Økonomisk Analyse*, Issue 8.
- Stenbroen, T., 2016. Interview med Torben Stenbroen fra Aabybro Fjernvarmeværk [Interview] (18. marts 2016).
- Sørensen, R. M., 2016. Fremtidens naturgasnet [Interview] (2. februar 2016).
- Therkildsen, M., 2016. Fremtidens energisystem og varmeforsyning [Interview] (4. marts 2016).
- Aalborg Universitet, 2015. IDAs Energivision 2050, Aalborg: Aalborg Universitet, Institut for Planlægning.
- Aarhus Universitet, 2016. Emission factors for stationary combustion greenhouse gases and main pollutants for the year 2014. [Online]
Available at:
http://envs.au.dk/fileadmin/Resources/DMU/Luft/emission/emissionshjemmesiden/Emf_internet_januar2014_GHG.htm
[Senest hentet eller vist den 4 april 2016].