



Energistyrelsen

Geotermianalyse

Resume

Energi- og forsyningssektoren er afgørende for at indfri regeringens målsætning om at reducere Danmarks udledning af drivhusgasser med 70 pct. i 2030. Den danske varmesektor kan bidrage markant til denne målsætning, hvis de fossile brændsler i varmeforsyningen erstattes med grønne og bæredygtige alternativer. Udnyttelse af geotermisk energi i undergrunden er et muligt alternativ.

Geotermisk energi er varme, der produceres i jordens indre. Denne varme kan indvindes og udnyttes til opvarmning af danske husholdninger og erhverv via danske fjernvarmesystemer. Der er betydelige mængder geotermisk energi i den danske undergrund, og potentialet kan teknisk set dække 15-30 pct. af opvarmningsbehovet i de større byer. Mens geotermisk energi anvendes til opvarmning i Frankrig, Polen og Holland, er det ikke udbredt i Danmark på trods af de mange velfungerende danske fjernvarmesystemer.

Om udnyttelse af den geotermiske energi i undergrunden er til gavn for samfundet og forbrugerne afhænger imidlertid af, om det er konkurrencedygtigt med de andre grønne og bæredygtige alternativer, der kan anvendes i fjernvarmesystemet. Denne analyse belyser, om rammevilkårene i dansk lovgivning understøtter geotermi i Danmark, og om geotermi er konkurrencedygtigt.

De væsentligste konklusioner er:

- **Geotermi er ikke konkurrencedygtig under gældende rammevilkår:** Geotermianlæg er ikke umiddelbart konkurrencedygtige med biomassekedler eller havvandsvarmepumper, når omkostningerne ved de tre teknologier sammenlignes under de nuværende rammevilkår. Det skyldes høje investeringsomkostninger og geologiske risici. Størrelsen af investeringsomkostningerne er dog forbundet med høj usikkerhed og forventes at kunne nedbringes i takt med, at erfaringsgrundlaget vokser.
- **Den økonomiske regulering af fjernvarme udgør en barriere for kommercielle aktører:** Den økonomiske regulering af fjernvarme kan være en barriere for investeringer i geotermi, idet den gør det svært for kommercielle aktører at få vished for afregningsprisen på den varme, som de sælger til et varmeforsyningsselskab. Det skyldes, at Forsyningstilsynet i visse tilfælde kan nedsætte den afregningspris på den geotermiske varme, som er aftalt med det varmeforsyningsselskab, som aftager varmen. For nogle aktører er denne risiko ikke forenelig med deres forretningsmodel.
- **De nuværende krav til nye varmeproduktionsanlæg hindrer investeringer i geotermi:** De krav, som varmeforsyningsloven i dag stiller til opførelse af nye varmeproduktionsanlæg, udgør en barriere for investeringer i geotermi. For det første er det ikke muligt for geotermianlæg at opfylde kraftvarmekravet (krav om samproduktion af el og varme) i de større byer, idet geotermi er varmeproduktion uden elproduktion. For det andet skal kommuner godkende det varmeproduktionsanlæg, der er samfundsøkonomisk mest fordelagtigt, og det er geotermi ikke.
- **Nuværende geotermiudbud understøtter ikke geotermi på den mest hensigtsmæssige måde:** Branchen påpeger en række problemer ved den nuværende procedure for tildeling af geotermi-tilladelser. Der er på den baggrund grundlag for at se på ændringer i nuværende udbudsmodel, som bl.a. i højere grad kan håndtere sammenspillet mellem undergrundsloven og varmeforsyningsloven og derigennem sikre den mest hensigtsmæssige procedure til at understøtte geotermiprojekter.

Indholdsfortegnelse

Resume	1
1. Indledning	3
1.1 Udnyttelse af geotermi er komplekst	3
2. Analyse af konkurrenceforhold for geotermi	6
2.1 Følsomt datagrundlag.....	6
2.2 Selskabsøkonomisk analyse	6
2.2.1 Geotermi er ikke konkurrencedygtigt.....	6
3. Analyse af de gældende regulatoriske rammer for geotermi	11
3.1 Prisregulering i fjernvarmesektoren.....	11
3.2 Kraftvarmekrav bremser etablering af geotermi	11
3.3 Samfundsøkonomikravet.....	12
3.4 Risici ved geotermiprojekter	14
4. Delkonklusion	16
5. Analyse af processen for tildeling af geotermi tilladelser	17
5.1 Grundlag for analysen	17
5.2 Geotermi tilladelser fra monopol til konkurrence	17
5.3 Nuværende geotermiudbud efter undergrundsloven	18
5.3.1 Geotermiudbuddets formål.....	18
5.3.2 Geotermi tilladelsens struktur og proces	18
5.3.3 Interessenters vurdering af behov for forbedring af nuværende geotermiudbud.....	19
5.3.4 Konkurrenceelementer ift. undergrundsloven og varmeforsyningsloven	21
6. Delkonklusion	23
7. Klimaeffekter ved øget udnyttelse af geotermi	24
8. Bilag	25
8.1 Dataark på biomassekedler.....	25
8.2 Dataark på geotermianlæg	28
8.3 Fakta om geotermi tilladelser	30

1. Indledning

Med den politiske aftalte om lov om klima fra 6. december 2019 har Danmark fået en målsætning om, at udledningen af drivhusgasser skal reduceres med 70 pct. i 2030 ift. 1990. For at nå den målsætning er der behov for yderligere grøn omstilling af den danske varmesektor. Geotermi kan sammen med andre grønne varmeteknologier bidrage til CO₂-reduktioner i den danske varmesektor frem mod 2030. Udviklingen af geotermi i Danmark har imidlertid været begrænset, og ifølge Energistyrelsens basisfremskrivning 2019 forventes geotermi ikke at spille en væsentlig rolle som kilde til danskernes opvarmning i 2030, hvis de nuværende rammevilkår fastholdes.

Med energiaftalen i 2018 blev det besluttet at ændre rammevilkår, der har betydning for geotermi. Det vedrører en nedsættelse af elvarmeafgiften og afskaffelse af PSO-tariffen. Det fremmer isoleret set geotermi ved at reducere omkostningerne til elforbrug på geotermianlæg. Formålet med denne analyse er at give et samlet indblik i, om geotermi er en konkurrencedygtig varmeproduktionsteknologi med de gældende rammevilkår. I Energiaftalen 2018 står følgende som rammer for nærværende analyse:

"Parterne er enige om, at der igangsættes analysearbejde, som skal afdække om geotermi under de nye rammer for at støttevilkår er konkurrencedygtige med biomasse i varmeproduktionen."

Analysens første del undersøger derfor, om geotermianlæg med de nye afgifts- og tarifniveauer kan konkurrere med biomassekedler og havvandsvarmepumper. Geotermianlæg, store biomassekedler og havvandsvarmepumper er alle varmeproduktionsteknologier, som særligt er relevante for varmeforsyningsselskaberne i større decentrale samt centrale fjernvarmeområder, og forventes at indgå i deres overvejelser, når der er behov for nye investeringer i varmeproduktion.

Analysens anden del undersøger, om den nuværende regulering i varmeforsyningsloven indeholder barrierer for udbredelsen af geotermi i Danmark. Endvidere beskrives betydningen af de nuværende regulatoriske krav for nye varmeproduktionsanlæg samt betydningen af den nuværende økonomiske regulering af fjernvarme.

Analysens tredje del undersøger, hvorvidt det nuværende udbud for tildeling af eneretstilladelser er hensigtsmæssig for udvikling af geotermi i Danmark.

1.1 Udnyttelse af geotermi er komplekst

Geotermisk energi er varme, der produceres i jordens indre. Der er flere geologiske forhold, der udfordrer indvindingen af geotermisk varme til fjernvarmebrug, og som kan bidrage til at forklare, hvorfor geotermi kun er udbredt i begrænset omfang i Danmark.

Geologiske vilkår for udnyttelse af geotermi

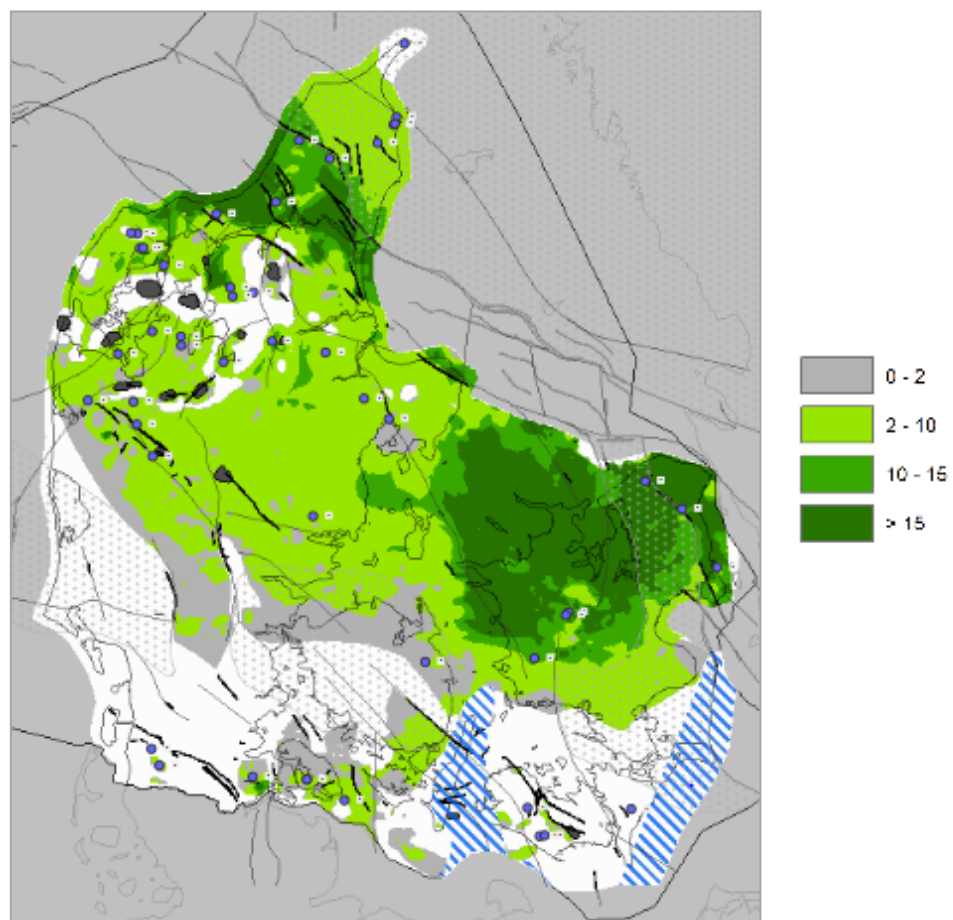
Udnyttelsen af den geotermiske varme afhænger af, om der er vandholdige lag i undergrunden (et såkaldt *reservoir*), og om vandet kan pumpes op og særligt tilbage i undergrunden igen. Dette kræver dels

et stort porevolumen (god *porøsitet*), og at det varme vand kan strømme frit mellem porerne (god *vandledningsevne* eller *permeabilitet*). Derudover skal sandstenslagene være tilstrækkeligt tykke og dække et passende areal. Temperaturen af vandet i undergrunden stiger med dybden svarende til ca. 25–30°C for hver kilometer, og reservoiret skal derfor ligge så dybt, at vandets temperatur er høj nok til, at det er økonomisk rentabelt at hente vandet op. Omvendt må reservoiret ikke ligge så dybt, at reservoiregenskaberne forringes. Både porøsiteten og permeabiliteten falder typisk med dybden.

De præcise lagtykkelser, evner til at holde og lede vand, temperaturer mv. kan variere markant inden for få kilometers afstand i undergrunden. Disse variationer kan være svære at forudse, før der etableres testboringer. Derfor er udnyttelse af geotermisk energi forbundet med betydelige geologiske risici.

Potentiale for udnyttelse af geotermisk energi

Viden fra boringer og seismiske data om den danske undergrund viser, at der er flere områder, hvor undergrunden kan indeholde reservoirer med gode egenskaber. Disse områder findes f.eks. i Midt- og Nordjylland og i Hovedstadsområdet. Områderne ligger alle over den såkaldte Gassumformation, som strækker sig under både Danmark, Polen, Tyskland og Nederlandene, som alle udnytter geotermisk energi. Under store dele af det danske område ligger de vandbærende lag i Gassumformationen i en favorabel dybde på 1-2 km, jf. Figur 1.



Figur 1: Geotermisk potentiale i Gassum formationen (GJ/m²), Kilde: GEUS WebGIS Portal. Signaturforklaringen viser energimængden i GJ, og angiver en indikation på reservoirets ydeevne i landets regioner. (<https://data.geus.dk/geoterm/>)

Fordelene ved at anvende geotermi i varmeproduktionen er bl.a.:

- Geotermisk varme er en stabil varmekilde i den forstand, at borerne som henter varmen er mindre påvirkelig over for vejrændringer. Dermed kan geotermi bidrage til forsyningssikkerhed året rundt.
- Geotermi kan levere varmt vand stabilt året rundt, og derfor skal der kun bruges lidt ekstra energi til at anvende den geotermiske varme i fjernvarmesystemet. Det gør geotermi til en effektiv varmekilde.
- Geotermi kan bidrage til en flerstrengt varmeforsyning baseret på VE-kilder.

Der er imidlertid også risici ved at etablere et geotermianlæg. Det drejer sig bl.a. om de ubekendte, der er knyttet til undergrunden.

Aktivitet på geotermiområdet

Geotermi er ikke en udbredt teknologi i Danmark, og markedet er relativt umodent. Siden 2010 har det været varmeforsyningselskaber, der har været aktive i forbindelse med udnyttelse af geotermisk energi. I dag er det kun geotermianlægget i Thisted, der er i drift. Siden 2018 er der kommet en forøget aktivitet og konkurrence i forbindelse med, at geotermiaktører har ansøgt om tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermi med henblik på at levere geotermisk fjernvarme. Der er på nuværende tidspunkt to private geotermiaktører i Danmark. Det drejer sig om hhv. A. P. Møller Holding Invest IV A/S (APMH) og Geotermisk Operatørselskab A/S (Geoop).

Grundet den lave aktivitet på geotermiområdet, er der fortsat risici forbundet med udførelse af borer og etablering af anlæg samt i driften gennem anlæggets levetid, hvor borerne kan stoppe til mv. Disse risici er bl.a. beskrevet i 'Drejebog om geotermi', der er tilgængelig på Energistyrelsens hjemmeside¹.

De nuværende danske geotermiaktører forventer imidlertid at opbygge erfaring i takt med, at der etableres flere geotermiprojekter. Dermed kan projektrisikoen for geotermi reduceres, hvilket kan gøre geotermisk varme til et mere attraktivt alternativ til fjernvarmeproduktion. Etablering af bedre rammer for investeringer i geotermi vil potentielt kunne tiltrække flere geotermiaktører, hvilket kan lede til en reduktion af investeringsomkostningerne.

¹ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Geotermi/risikoudredning_geotermiprojekter2014.pdf

2. Analyse af konkurrenceforhold for geotermi

Denne del af analysen vurderer og sammenligner de totale produktionsomkostninger for geotermi, biomassekedler og havvandsvarmepumper under de nye rammevilkår fra Energiaftalen fra 2018 og aftalen om udfasning af PSO-tariffen fra 2016. Det er valgt at sammenligne geotermi med biomassekedler og havvandsvarmepumper, da det er varmeproducerende anlæg, der er relevante alternativer til et stor-skala geotermianlæg. Det bemærkes, at havvandsvarmepumper ikke er en teknisk mulighed i alle områder, hvor biomasse og geotermi er tilgængeligt.

2.1 Følsomt datagrundlag

Datagrundlaget, der benyttes til at vurdere produktionsomkostningerne for geotermianlæg, store biomassekedler og havvandsvarmepumper, er begrænset. Som en kvalitetssikring og udvidelse af Energi-styrelsens eksisterende teknologikatalog er der derfor udarbejdet nye dataark for de tre teknologier²:

- PlanEnergi har i samarbejde med GEUS indhentet og bearbejdet data fra casestudier af eksisterende udenlandske geotermianlæg.
- For havvandsvarmepumper er der anvendt data fra PlanEnergi, der gælder for store luft-vand-varmepumper, samt en vurdering af en særlig attraktiv etablering af havvandsvarmepumper på en central kraftværksplads.
- For store biomassekedler har Rambøll udarbejdet data på baggrund af eksisterende viden, interviews med kedelleverandører og operatører af træflisfyrede kedler. Der eksisterer kun få idriftsatte anlæg i den størrelsesorden, som er relevante for centrale og store decentrale fjernvarmeområder, hvorfor de anvendte data er behæftet med en hvis usikkerhed.

Grundet de begrænsede data, er der usikkerheder forbundet med det anvendte data for alle tre teknologier. Blandt andet på baggrund af dialog med branchen, vurderes der imidlertid at være en større usikkerhed forbundet med geotermi end for biomassekedler og havvandsvarmepumper.

2.2 Selskabsøkonomisk analyse

Konkurrencesituationen mellem de tre teknologier belyses i en selskabsøkonomisk analyse. Den selskabsøkonomiske analyse tager udgangspunkt i en sammenligning af de tre teknologiers totale produktionsomkostninger. De totale produktionsomkostninger afspejler anlæggets gennemsnitlige omkostninger pr. MWh-varme over en projektperiode på 20 år. I beregningen er alle investerings- og driftsomkostninger samt gældende afgifter inkluderet. De totale produktionsomkostninger er delt op i en række delomkostninger, hvilket gør det muligt at identificere hvilke omkostninger, der har den største indflydelse på prisen.

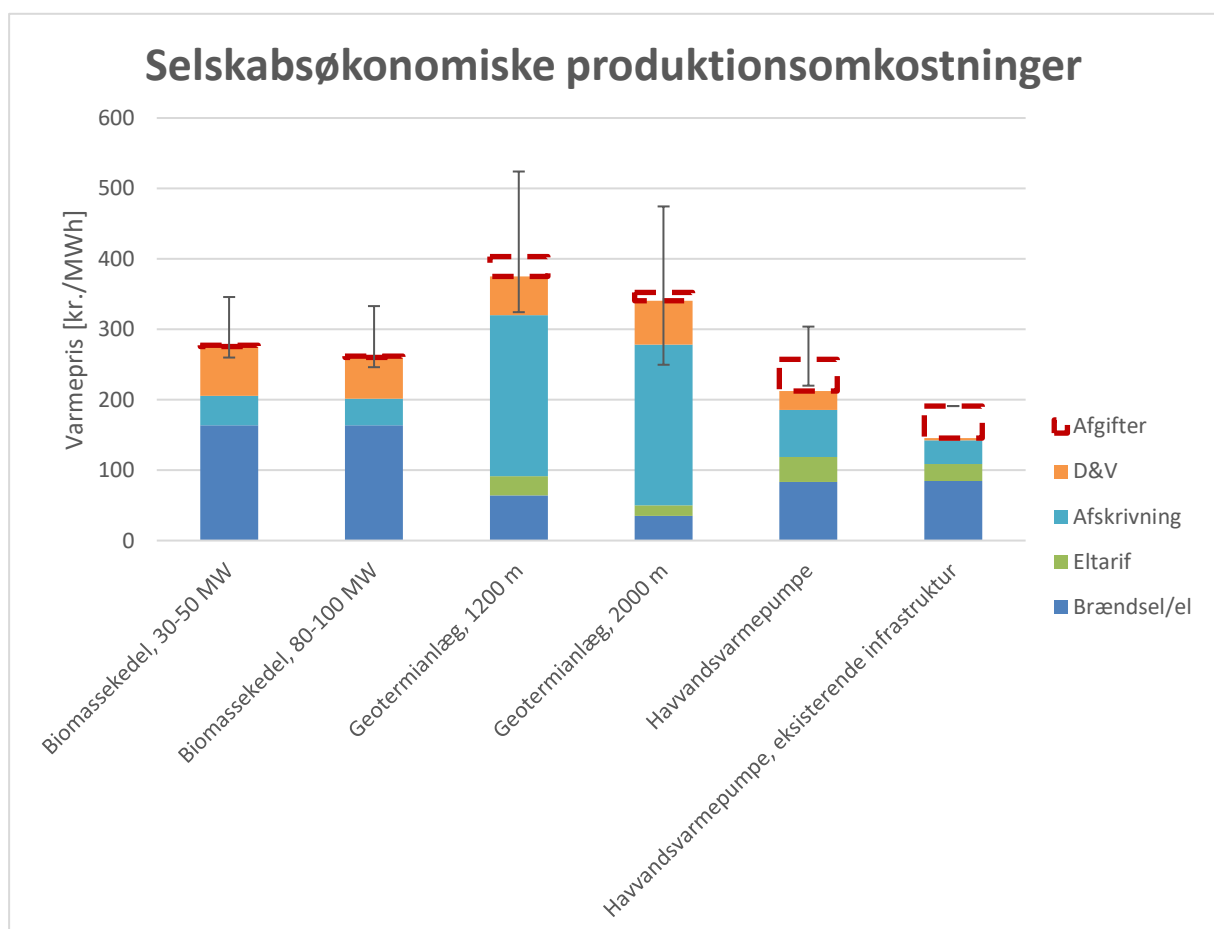
2.2.1 Geotermi er ikke konkurrencedygtigt

Figur 2 illustrerer, at geotermianlæg under de nye rammevilkår ikke er konkurrencedygtige med hverken biomassekedler eller havvandsvarmepumper. Som følge af ukendte risici ved geotermiprojekter kan den

² Se bilag 6.2 og 6.3

faktiske varmeproduktionsomkostning være både lavere eller højere end vist i figuren. Den faktiske omkostning vil afhænge af lokale forhold, som beskrevet i afsnit 1.1.

I de selskabsøkonomiske beregninger er der ikke taget hensyn til, at den individuelle risikopræmie kan variere mellem teknologierne. Variationen i den individuelle risikopræmie for geotermi kan fx skyldes, at der er både geologiske og teknologiske risici ved et geotermiprojekt. Den individuelle risikopræmie for geotermi skal bl.a. afspejle, at der i nogle tilfælde bruges ressourcer på efterforskning, som ikke ender med at blive til et endeligt geotermiprojekt. Denne risiko gør sig ikke gældende for biomasseprojekter og andre varmepumper. Analysen kan derfor undervurdere de selskabsøkonomiske produktionsomkostninger for geotermi og overvurdere konkurrencedygtigheden af geotermi i forhold til andre teknologier.



Figur 2: Selskabsøkonomiske produktionsomkostninger for biomassekedler, geotermianlæg og havvandsbaserede varmepumper. De to sidste søjler illustrerer omkostningerne for havvandsvarmepumper, hvor den sidste søjle inkluderer eksisterende infrastruktur på en central kraftværksgrund.

Det fremgår af Figur 2, at geotermianlæg har de højeste varmeproduktionsomkostninger af de tre teknologier. Varmeproduktionsomkostningerne for geotermianlæg med hhv. en boreddybde på 1200 og 2000 meter er ca. 400 kr./MWh og 350 kr./MWh. Til sammenligning beregnes varmeproduktionsomkostningerne til biomassekedler til ca. 260-280 kr./MWh. Endelig beregnes varmeproduktionsomkostningerne for havvandsvarmepumper til ca. 190-260 kr./MWh afhængig af, om havvandsvarmepumpen anvender eksisterende infrastruktur på en kraftværksgrund eller bygges som et nyetableringsprojekt.

Hver beregning indeholder et omkostningsspænd, der illustrerer et *low case* scenarie og et *best case* scenarie for de forskellige teknologier ift. etablerings- og driftsomkostninger. For geotermianlæg med en boreddybde på 2000 meter varierer omkostningerne fra 250 til 470 kr./MWh. Hvis boreddybden i stedet er 1200 meter, varierer omkostningerne fra 330 til 530 kr./MWh³. Omkostningerne for biomassekedler varierer fra 250 til 340 kr./MWh. For havvandsvarmepumper, varierer omkostningerne fra 220 til 300 kr./MWh. Der er ikke vurderet et omkostningsspænd for etableringen af havvandsvarmepumper med eksisterende infrastruktur.

Low og best case projekter

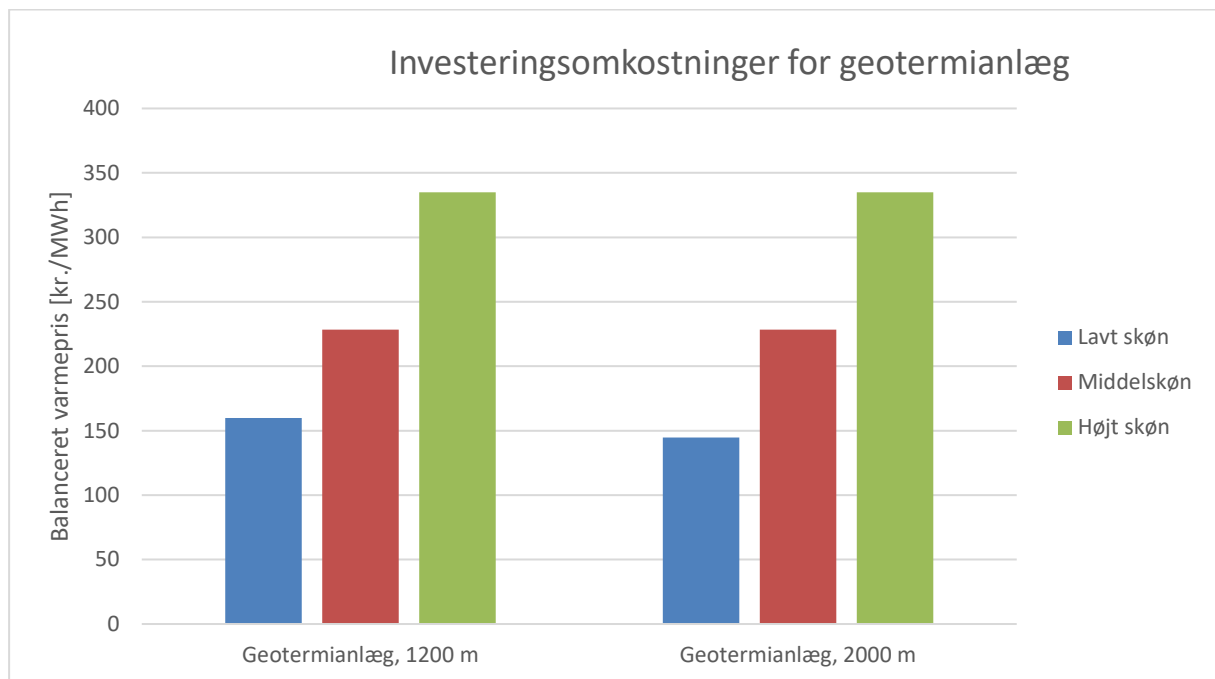
Geotermi har højere varmeproduktionsomkostninger end biomassekedler og havvandsvarmepumper. Især i low case-geotermiprojekter, som kan blive ca. dobbelt så dyre som alternativerne. Kun i bedste fald – med en boreddybde på 2000 m – er geotermi tæt på at kunne konkurrere med middelskønnet for alternativerne. Usikkerhed i data betyder, at geotermiske projekter både kan være billigere og dyrere end vist her. Samtidig kan en risikopræmie fordyre geotermiske varmeprojekter. Boreddybden afhænger af undergrundstypen og dybden på det geologiske vandreservoir.

Årsag til geotermianlæggenes brede omkostningsspænd

Figur 2 viser, at varmeproduktionsomkostningerne for et geotermianlæg ligger i et bredt omkostningsspænd. Mens forskellen på de to boreddybder primært kommer af forskelle i driftsomkostningerne relateret til varmepumpens effektivitet, kommer det brede omkostningsspænd for hver dybde hovedsageligt fra forskellen på investeringsomkostningerne i forhold til anlæggets kapacitet, samt uforudsete omkostninger, der begge afspejles i afskrivningen.

Figur 3 illustrerer denne forskel fra low case til best case for geotermianlæg med to forskellige boreddybder. Priserne angives i investeringens del af de totale produktionsomkostninger i kr. per MWh.

³ Omkostningsspændet for de selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger er lavere for en boreddybde på 2000 m. Det skyldes særligt muligheden for at lave direkte varmeveksling, når der bores dybt, da vand generelt er varmere, jo dybere der bores. Der er altså brug for mindre el til varmepumperne, når der kan laves direkte varmeveksling oftere.



Figur 3: Investeringsomkostninger for geotermianlæg ved et best case, middelskøn og low case.

Figur 3 illustrerer, at der er en væsentlig omkostningsforskel mellem det lave skøn og middelskønnet og mellem middelskønnet og det høje skøn for et geotermianlæg med en boreddybde på 1200 meter. Den samme tendens viser sig for et geotermianlæg med en boreddybde på 2000 meter.

Omkostningsspændet i Figur 2 påvirkes også af forskellen på elforbruget til at pumpe vandet op fra undergrunden og tilbage. Denne faktor påvirker D&V, eltarif og afgifter.

Spændet i investeringsomkostninger er markant større for geotermiprojekter end for fx biomassekedler. Udviklingen inden for geotermiteknologien påvirker dermed konkurrenceforholdet: Hvis investeringsomkostningerne falder, øges konkurrencedygtigheden. Den teknologiske udvikling kan ske på baggrund af bl.a.:

- **Geotermiselskabers læringskurve**
Jo flere projekter et selskab gennemfører, jo mere viden oparbejdes om, hvordan risici kan håndteres. Det forventes, at geotermiselskaber i deres projektportefølje vil kunne optimere og effektivisere deres processer ift. etablering og drift af undergrunds- og overfladeanlæg.
- **Modulerede løsninger**
Nogle aktører i Danmark har forsøgt at standardisere geotermianlæggene, bygningerne omkring anlægget, mm., med henblik på at nedbringe investeringsomkostningerne samt omkostningerne når en del af anlægget skal udskiftes. Udvikling af standardiserede modulløsninger til skalérbare geotermianlæg forventes at kunne nedbringe investerings-, drift- og vedligeholdelsesomkostninger.

- *Øget viden om undergrunden*

Usikkerheden ved undergrunden er medvirkende til at afgøre, om geotermiprojekter kan ende i en low case med meget høje investeringsomkostninger. Jo bedre viden geotermiselskaberne har om undergrunden, jo bedre kan disse usikkerheder håndteres ved design af anlæg samt boring. Begrænset viden om specifikke forhold i undergrunden lokalt, herunder dybde til reservoir og reservoirs tykkelse og vandledningsegenskaber, er med til at øge risikoen for høje investeringsomkostninger ifm. boring. Indsamling af data, effektiv dokumentation og vidensdeling er helt centralt for at styrke den geologiske forståelse lokalt såvel som regionalt, således at den geologiske- og den boretekniske risiko kan reduceres i takt med at nye brønde bores og investeringsomkostninger dermed kan sænkes.

3. Analyse af de gældende regulatoriske rammer for geotermi

Fjernvarmesektoren er reguleret i varmforsyningsloven og tilhørende bekendtgørelser, herunder projektbekendtgørelsen. Varmeforsyningsloven varetager i store træk to overordnede hensyn: Det første er hensynet til samfundsøkonomi, herunder miljøvenlig og energieffektiv anvendelse af el og brændsler, og det andet er hensynet til forbrugerbeskyttelse.

Projektbekendtgørelsen regulerer det kommunale godkendelsessystem, der gælder for etablering og ombygning af anlæg til produktion og transport af fjernvarme mv. Projektbekendtgørelsens regler refererer til varmforsyningslovens hensyn om samfundsøkonomi og miljø samt selskabs- og brugerøkonomi og regulerer hvilke projekter for nye varmforsyningsanlæg, kommunerne kan godkende. Dermed bestemmer bekendtgørelsens regler, hvilke anlæg der kan etableres, og hvilke brændsler disse anlæg må være indrettet til at anvende. Prisreguleringen i varmforsyningsloven varetager hensynet om forbrugerbeskyttelse.

3.1 Prisregulering i fjernvarmesektoren

Med den gældende prisregulering kan et varmforsyningssselskab som udgangspunkt indregne samtlige omkostninger ved et godkendt geotermiprojekt i varmeprisen, herunder efterforsknings-, investerings- og driftsomkostninger. Dertil må der i prisen på varme fra et geotermianlæg indregnes et overskud⁴. Det bærende princip i forhold til muligheden for at oparbejde et overskud er, at priserne skal være rimelige⁵. I praksis har Forsyningstilsynet bl.a. fortolket et overskud som rimeligt, så længe priserne ikke overstiger den reelle, faktiske alternative pris, som aftager af varmen kan få hos en anden leverandør eller selv producere varmen til (den såkaldte substitutionspris). Det betyder også, at Forsyningstilsynet kan kræve en reduktion af en varmepris med tilbagevirkende kraft, hvis den overstiger substitutionsprisen.

Som følge af Forsyningstilsynets mulighed for at reducere varmeprisen, kan prisreguleringen skabe usikkerhed om geotermianlægs økonomiske rammevilkår, hvilket kan reducere private aktørers incitament til at investere i geotermi.

3.2 Kraftvarmekrav bremser etablering af geotermi

Det gældende kraftvarmekrav i Projektbekendtgørelsen indebærer, at ny varmeproduktion i centrale fjernvarmeområder i mange tilfælde kun må etableres som kraftvarmeanlæg, der samproducerer el og varme. De centrale fjernvarmeområder omfatter de største fjernvarmeområder i Danmark omkring de store byer, og her gælder kraftvarmekravet ubetinget. Dog er det tilladt at etablere varmeproduktionsanlæg uden elproduktion under 1 MW, spidst- og reservelastanlæg samt overskudsvarme. Det betyder, at der ikke kan etableres grundlastanlæg til varmeproduktion uden elproduktion såsom biomassekedler, varmepumper, geotermianlæg mv. i centrale områder.

⁴ Jf. § 20 b i varmforsyningsloven

⁵ Jf. varmforsyningslovens §21. For privat ejede selskaber kan overskud opnået pba. § 20 b udloddes til ejerne.

Energistyrelsen dispenserer fra kravet i kuludfasnings-projekter

Grundet lave elpriser forventes det ikke at være selskabsøkonomisk eller samfundsøkonomisk rentabelt at etablere nye kraftvarmeværker – selv i centrale fjernvarmeområder. I nogle centrale fjernvarmeområder er der imidlertid kraftvarmeværker, som anvender kul som brændsel (kul-områder). Energistyrelsen kan dispensere fra kraftvarmekravet i særlige tilfælde som fx ved demonstrations- og udviklingsanlæg. I 2018 tilkendegav Energistyrelsen, at styrelsen ser en god mulighed for at dispensere fra kraftvarmekravet i de områder, der fortsat anvender kul som hovedbrændsel i varmeproduktionen, da en omstilling fra kul til fossilfrit brændsel lever op til varmeforsyningslovens formål om at fremme miljøvenlige brændsler.

Kraftvarmekravets fremtid analyseres i regi af moderniseringsanalysen

Dispensationsmodellen vurderes ikke at kunne overføres til de andre centrale områder (ikke-kul områder) i forbindelse med evt. erstatning af eksisterende biomassefyrede kraftvarmeværker. Dermed tillader det centrale kraftvarmekrav ikke umiddelbart etablering af geotermianlæg mv. i hovedparten af de centrale områder, hvilket er en udfordring for fremme af geotermi. Konsekvenserne af at ophæve kraftvarmekravet analyseres i regi af Energistyrelsens moderniseringsanalyse, som blev igangsat via energiaftalen fra 2018.

3.3 Samfundsøkonomikravet

Et af de centrale krav i varmeforsyningsloven er kravet om positiv samfundsøkonomi. Kravet medfører, at alle projektforslag om nye anlæg skal gennemgå en samfundsøkonomisk vurdering baseret på en *cost benefit*-beregning udført efter Finansministeriets og Energistyrelsens vejledninger og beregningsforudsætninger fra Energistyrelsen. Kommunen kan kun godkende det projekt blandt en række *relevante alternativer*⁶, der er samfundsøkonomisk mest fordelagtigt.

Geotermi er samfundsøkonomisk dyrest

På linje med den foregående selskabsøkonomiske analyse, er der gennemført en overordnet samfundsøkonomisk *cost-benefit*-beregning, som giver en indikation af, hvorvidt geotermianlæg kan etableres efter reglerne i projektbekendtgørelsen⁷.

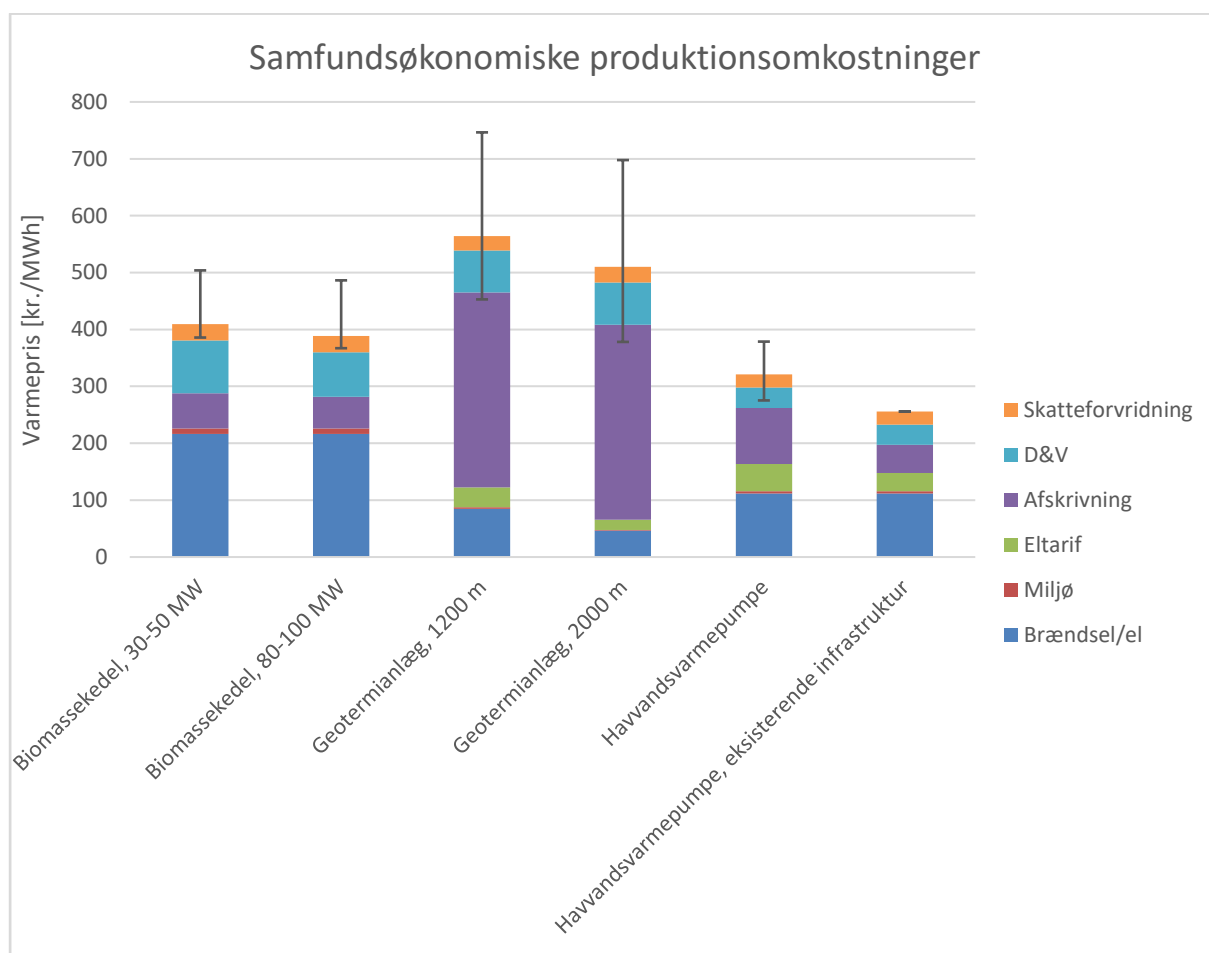
Figur 4 viser de samfundsøkonomiske produktionsomkostninger for de tre teknologier. Det skønnes, at geotermianlæg har de højeste samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger svarende til hhv. 510 og 560 kr./MWh afhængigt af boreddybden. Til sammenligning skønnes de samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger til biomassekedler at udgøre ca. 390-410 kr./MWh. Endelig skønnes havvandsvarmepumper at have de laveste samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger svarende til ca. 250-320 kr./MWh afhængig af, om havvandsvarmepumpen anvender eksisterende infrastruktur på en kraftværksgrund eller bygges som et nyt projekt.

Ligesom i den selskabsøkonomiske analyse fremgår et omkostningsspænd i hver søjle, der illustrerer et højt og et lavt skøn for de samlede omkostninger for de forskellige teknologier. For geotermianlæg

⁶ Relevante alternativer vurderes ud fra de lokale muligheder, og kan variere fra område til område. Kommunen kan som varmeplanlægningsmyndighed kræve, at varmeforsynings-selskabet inkluderer flere alternativer, hvis kommunen ikke mener, at alle relevante alternativer er belyst i projektforslaget.

⁷ Jf. beskrivelse i projektbekendtgørelsen samt vejledninger fra Finansministeriet og Energistyrelsen.

med en boreddybde på 2000 meter varierer omkostningerne fra 380 til 700 kr./MWh. Hvis boreddybden er 1200 meter varierer omkostningerne fra 450 til 750 kr./MWh. Omkostningerne for biomassekedler varierer fra 370 til 500 kr./MWh. For nyetablerede havvandsvarmepumper varierer omkostningerne fra 270 til 380 kr./MWh. Der er ikke vurderet et omkostningsspænd for etableringen af havvandsvarmepumper med eksisterende infrastruktur.



Figur 4: Denne figur illustrerer de totale produktionsomkostninger for biomassekedler, geotermianlæg og havvandsvarmepumper på baggrund af en samfundsøkonomisk cost-benefit-beregning.

Det samfundsøkonomiske omkostningsspænd for geotermianlæg er væsentlig større og i de fleste tilfælde dyrere end biomasseanlæg og havvandsvarmepumper. Det betyder, at et geotermianlæg i de fleste tilfælde vil være den samfundsøkonomiske dyreste løsning. Dermed vil kommunen i et givent område formentlig ikke kunne godkende et geotermiprojekt, hvis en billigere teknologi kan etableres. Det lave skøn for geotermianlæg med en boreddybde på 2000 meter er, som det eneste geotermi-scenarie, konkurrencedygtigt med det lave skøn for 30-50 MW biomassekedler, middelskønnet for 80-100 MW biomassekedler og det høje skøn for havvandsvarmepumper uden eksisterende infrastruktur. Det lave skøn for geotermianlæg vil formentlig kun forekomme i særlige tilfælde, da data for geotermianlæg er følsomme for lokale geologiske forhold.

3.4 Risici ved geotermiprojekter

I et geotermiprojekt er der relativt høj risiko for, at projektet ikke lykkes grundet geologiske forhold, hvoraf den største og betydende usikkerhed er vandledningsevnen, mens temperaturen i et reservoir kan vurderes med større sikkerhed. Biomassekedler har modsat ikke samme teknologispecifikke risiko, og derfor er biomassekedler en mere sikker investering for varmeforsyningsselskaberne. Risikoen er med til at påvirke, hvordan selskabsøkonomien ser ud for geotermi og biomassekedler, da denne risiko prissættes som en omkostning i den selskabsøkonomiske vurdering af et geotermiprojekt.

Der er varierende risici afhængigt af, hvorvidt geotermiprojektet er i efterforskningsfasen, udbygningsfasen og driftsfasen jf. Figur 5. Det er den samlede risiko for alle faserne, der værdisættes og indregnes i de selskabsøkonomiske omkostninger forbundet med et givent geotermiprojekt.

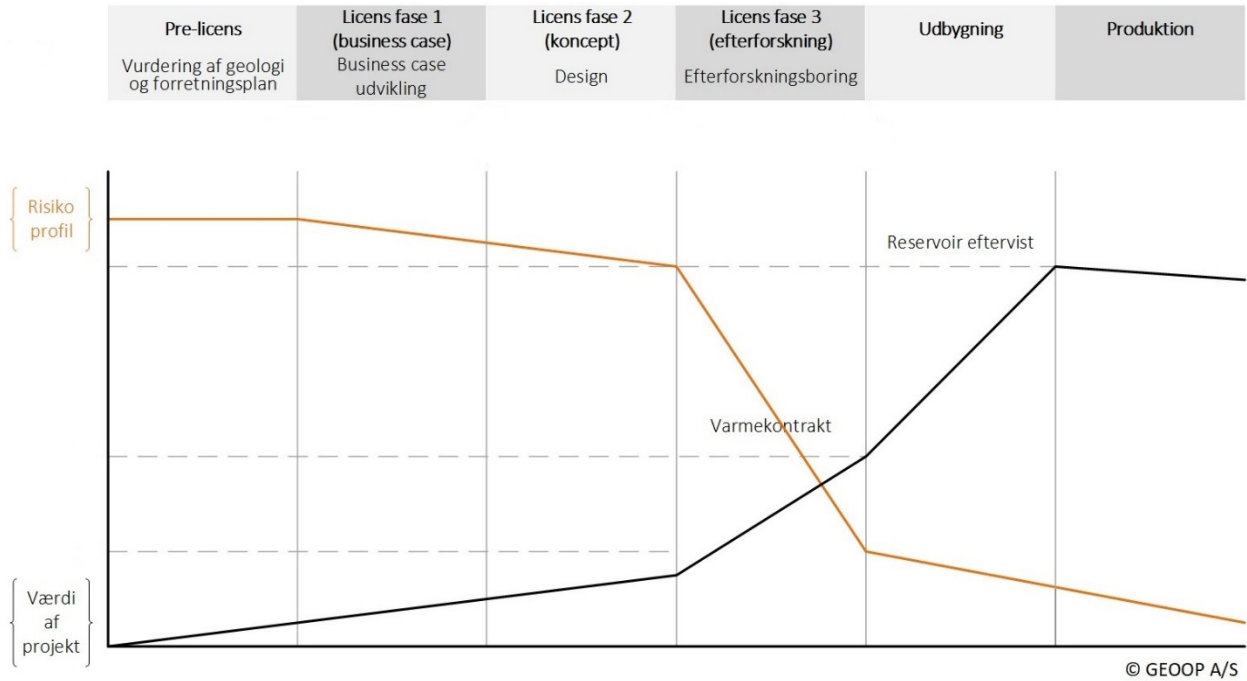
Efterforskningsfasen	Lav reservoirkvalitet erkendes sent i projektet og kan give anledning til øgede omkostninger.
	Boreudfordringer kan resultere i, at brøndomkostningerne bliver højere end budgetteret.
Udbygningsfasen	Kortsigtet fokus på omkostningsbesparelser kan have indvirkning på den langsigtede løsning og påvirke kvaliteten af brønddesign, overfladeanlæg og varmepumper.
Driftsfasen	Ikke optimal udnyttelse af anlæggets kapacitet ift. antal fuldlasttimer kan give højere omkostninger per varmemængde.
	Produktionsproblemer pga. overproduktion kan resultere i skader på reservoiret.
	Injektionsproblemer kan opstå som følge af korrosion, udfældning eller tilsandning, som kan beskadige borerne, og give højere driftsomkostninger eller behov for nye borer.

Figur 5: Risici i forskellige faser ved et geotermiprojekt.

Ifølge Geop og A.P Møller Holding er den største risiko manglende viden vedrørende gennemstrømningen i vandreservoiret i undergrunden. Andre væsentlige risici er tykkelsen af sandstenslaget og vandets temperatur. Gennemstrømningen er vigtig, da det afgør kapacitetspotentialet fra vandreservoiret, som påvirker varmeproduktionsomkostningen ift. afskrivningen af anlægget jf. Figur 3. Derfor er risikoprofilen høj, indtil der er etableret en prøveboring, hvor reservoirets tykkelse, gennemstrømning og temperatur er eftervist.

Figur 6 illustrerer risikoprofilen for et af Geopps analyserede geotermiprojekter.

Risiko for geotermiprojekt



Figur 6: Et eksempel på en risikoprofil for et geotermianlæg.

Figuren illustrerer den relativt høje risiko vedrørende vandgennemstrømning (herunder tykkelsen af sandstenslagene) og temperatur indtil efterforskningsfasen er afsluttet, og udbygningsfasen startes. Udbygningsfasen igangsættes først, når flow og temperatur er eftervist, og er af tilfredsstillende kvalitet.

4. Delkonklusion

På baggrund af de to første delanalyser konkluderes følgende:

1. Geotermianlæg er ikke selskabsøkonomisk konkurrencedygtige med biomassekedler eller havvandsvarmepumper under de ændrede rammevilkår fra energiaftalen 2018 og aftalen om udfasning af PSO-tariffen fra 2016. Det skyldes primært høje investeringsomkostninger og de geologiske risici ved geotermiprojekter. Størrelsen af investeringsomkostningerne er dog forbundet med høj usikkerhed og forventes at kunne nedbringes i takt med, at erfaringsgrundlaget vokser.
2. Der findes en række regulatoriske barrierer for udbredelsen af geotermi:
 - a. Den nuværende økonomiske regulering kan afholde nogle private aktører fra at investere i et geotermianlæg, idet den gør det svært for kommercielle aktører at få vished for afregningsprisen på den varme, som de sælger til et varmforsyningselskab.
 - b. Kraftvarmekravet i projektbekendtgørelsen forhindrer etablering af geotermianlæg i centrale fjernvarmeområder, fordi geotermianlæg kun producerer varme.
 - c. Samfundsøkonomikravet i varmforsyningsloven indebærer, at hvis det er muligt at etablere biomassekedler eller havvandsvarmepumper i stedet for et geotermianlæg, vil kommunen ikke kunne godkende, at der etableres et geotermianlæg. Dette skyldes, at geotermianlægs samfundsøkonomiske produktionsomkostninger overstiger omkostningerne forbundet med etablering af de to andre teknologier.

5. Analyse af processen for tildeling af geotermi-tilladelser

Formålet med tredje del af analysen er at undersøge, om den nuværende regulering i undergrundsloven, herunder rammer for udbud i undergrundsloven og modellen for udbud af geotermi-tilladelser (geotermiudbuddet), understøtter udbredelsen af geotermi på den mest hensigtsmæssige måde for samfundet og forbrugerne, jf. Energiaftalen 2018.

5.1 Grundlag for analysen

Analysen er kvalitativ og bygger på en række bilaterale møder med udvalgte interessenter med erfaring indenfor geotermi, hvor en række emner vedr. den nuværende proces for geotermi-tilladelser blev drøftet. Der er endnu ikke etableret en egentlig brancheorganisation indenfor geotermi, men de udvalgte interessenter omfatter fire varmforsyningsselskaber samt Dansk Fjernvarmes udviklingsafdeling, Grøn Energi, tre danske geotermiaktører og De Nationale Geologiske Undersøgelser (GEUS). Disse interessenter vurderes i tilstrækkeligt vidt omfang at kunne dække de forskellige holdninger og erfaringer med geotermi i Danmark.

5.2 Geotermi-tilladelser fra monopol til konkurrence

Aktiviteter på geotermiområdet har varieret gennem tiderne, men der er siden 2018 kommet en forøget interesse fra private geotermiaktører, der har ansøgt om tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermi med henblik på fjernvarme. Det har ført til, at der er kommet konkurrence om tilladelse til at efterforske og indvinde geotermiske ressourcer.

En historisk gennemgang af tidligere meddelte tilladelser viser umiddelbart, at der ikke tidligere har været konkurrence om geotermi-tilladelser på de samme arealer. Dansk Olie og Naturgas (DONG) fik i 1983 tildelt enerestilladelse til efterforskning og indvinding af geotermi i hele Danmark. Henover en 30-årig periode opførte DONG tre anlæg i Danmark. Efterfølgende tilbageleverede DONG dels store dele af deres tilladelsesarealer til staten dels overdragede de geotermianlæggene og de tilknyttede tilladelser til de relevante lokale varmforsyningsselskaber, og ophørte dermed alle deres forpligtelserne ift. geotermi.

I perioden 2010-2014 ansøgte andre varmforsyningsselskaber om tilladelse til at efterforske og indvinde geotermisk energi til fjernvarmforsyning inden for de arealer, som DONG havde tilbageleveret til staten. Kun få af disse tilladelser har resulteret i væsentlig ny viden om geotermiprojekter, erfaring med anvendelse af teknologien og undergrunden. Ingen tilladelser har ført til etablering af nye anlæg og alle efterforskningstilladelser, undtagen én, er blevet tilbageleveret til staten.

Foranlediget af konkurrencesituationen de senere år i forbindelse med ansøgning om geotermisk energi har nogle geotermiinteressenter påpeget en række u hensigtsmæssigheder i det nuværende geotermi-udbud, herunder krav til konkurrence, jf. varmforsyningsloven. På dén baggrund undersøges den nuværende ramme for geotermiudbud, hvor hensyn omfattet af undergrundsloven og varmforsyningsloven analyseres.

5.3 Nuværende geotermiudbud efter undergrundsloven

Det nuværende udbud for geotermi etableret i 2010 er i mange henseender opbygget på samme måde som udbud for efterforskning og indvinding af olie og gas (se 8.3).

5.3.1 Geotermiudbuddets formål

Geotermiudbuddet skal sikre, at tilladelser gives på et objektive og ikke diskriminerende grundlag. I udbuddet anvendes det tilbudte arbejdsprogram, som den primære konkurrenceparameter for at sikre mest mulig ny viden om Danmarks undergrund og geotermiske ressourcer for at kunne udbygge geotermi i Danmark. Et arbejdsprogram består af en række undersøgelser og indsamling af nye efterforskningsdata om undergrunden, som ansøger af en geotermi-tilladelse tilbyder at udføre. Undersøgelser kan dreje sig om specialiserede studier på eksisterende data, f.eks. på stenprøver fra eksisterende borer. Indsamling af nye data kan dreje sig om geofysiske undersøgelser af undergrunden eller udførelse af nye borer. Undersøgelser og data om undergrunden er værdifulde for staten. Nye data, særligt borer, repræsenterer typisk information af 'højeste kvalitet' og er dermed af høj værdi, mens studier på eksisterende data typisk repræsenterer information af 'lavere kvalitet' og dermed er af lavere værdi. Ligeledes er et omfangsrigt dataindsamlingsprogram af højere værdi for staten end et mere begrænset dataindsamlingsprogram.

Arbejdsprogrammet er typisk opbygget af tre faser og er beskrevet således, at rettighedshaver efter gennemførelse af hver fase enten skal tilbagelevere tilladelsen til staten, eller forpligte sig til yderligere efterforskningsarbejde. Første fase i arbejdsprogrammet vil typisk udgøre de mindst omkostningstunge arbejder som f.eks. studier, og de efterfølgende faser vil udgøre væsentlig mere omkostningstunge arbejder som f.eks. borer. Hvis rettighedshaver ikke kan forpligtige sig til arbejdsprogrammets faser, ophører tilladelsen. I en konkurrencesituation, hvor to eller flere kvalificerede aktører ansøger om samme område, bliver tilladelsen meddelt til den ansøger med det arbejdsprogram, som vurderes at have det største omfang og kvalitet, dvs. det mest omfangsrige arbejdsprogram og med flest nye data (borer).

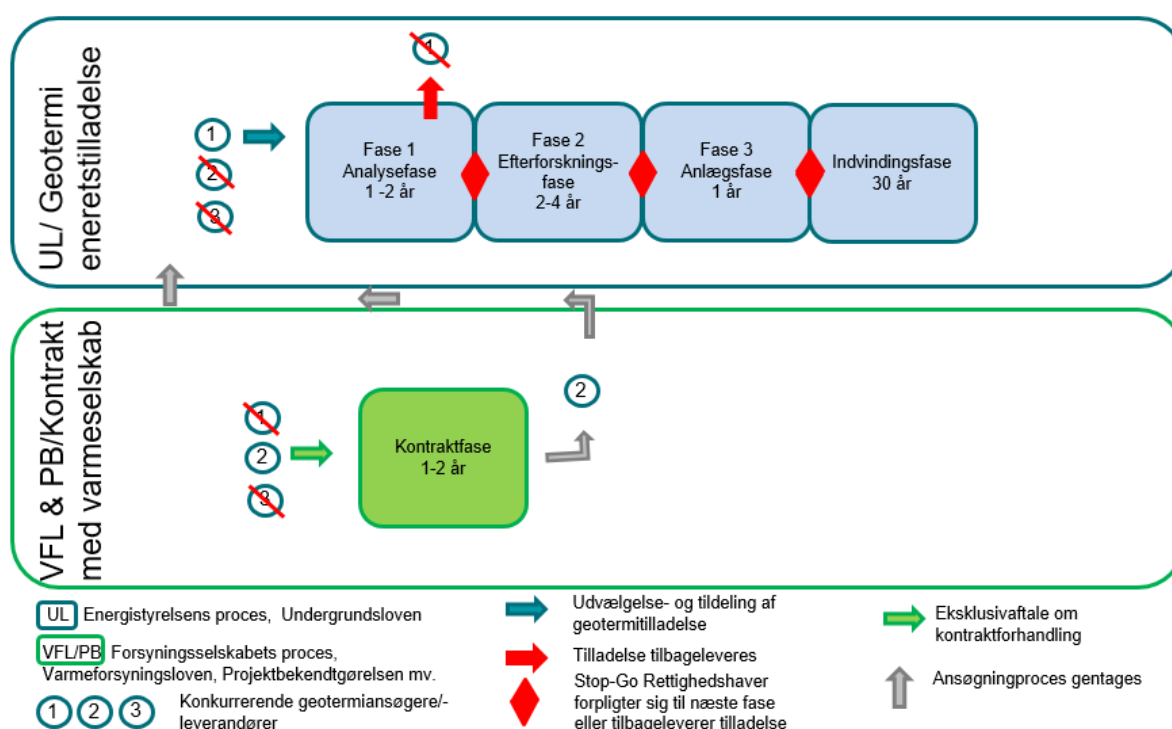
5.3.2 Geotermi-tilladelsens struktur og proces

I forhold til et geotermiprojekt forløber to processer delvist sideløbende og uafhængigt. Den ene proces følger reglerne i undergrundsloven og relaterer sig til geotermi-tilladelsen, som omfatter en 6-årig efterforskningsperiode med ret til en 30-årig forlængelse til indvinding, jf. Figur 7 og bilag 8.3. Efterforskningsperioden og dermed arbejdsprogrammet er typisk inddelt i tre faser, hvor rettighedshaveren skal forpligte sig til mere omfattende og omkostningstungt efterforskningsarbejde i hver fase ellers bortfalder tilladelsen, og andre har derefter muligheden for at ansøge om området. Der kan være en række forskellige årsager til, at rettighedshaver ønsker at tilbagelevere en tilladelse, herunder at det ikke er muligt at indgå en kontrakt om geotermileverance med det lokale varmforsyningsselskab, eller at efterforskningsresultaterne viser, at der ikke kan indvindes tilstrækkelig geotermisk energi til at dække det pågældende forsyningsbehov i lokalområdet. Den anden proces relaterer sig til kontraktforhandling og godkendelse af varmeprojekt mellem geotermileverandør og varmforsyningsselskab/kommune. Denne proces følger reglerne i varmforsyningsloven og projektbekendtgørelsen.

Figur 7 viser et eksempel på det nuværende geotermiudbud med tre ansøgere i konkurrence om tildeling af geotermi-tilladelse, jf. undergrundsloven. 'Ansøger 1' udvælges efter nuværende kriterier (omfang og kvalitet af arbejdsprogrammet) og bliver således rettighedshaver. Tidsmæssigt sker den parallelle, men uafhængige proces ift. varmforsyningsloven, hvor samme tre aktører indleder en konkurrenceudsat

forhandling med et varmforsyningssselskab om en geotermileverance. Varmeforsyningssselskabet ønsker at indgå kontrakt med 'ansøger 2' om leverance af geotermisk energi eller et geotermisk anlæg. Det betyder, at rettighedshaver ('ansøger 1') ikke har mulighed for at indgå kontrakt med det pågældende varmforsyningssselskab. Dermed kortsluttes processen og rettighedshaver forventes at tilbagelevere tilladelsen til Energistyrelsen, hvorved området på ny bliver åbnet for ansøgninger.

Nuværende model for Geotermi



Figur 7: To uafhængige processer. Øverst: Proces ift. geotermi tilladelse bestående af en faseinddelt 6-årig efterforskningsperiode og 30-årig indvindingsperiode jf. undergrundsloven (UL). Se også bilag 8.3. Nederst: Proces ift. kontraktforhandling og godkendelse af varmeprojekt mv mellem geotermileverandør og varmforsyningssselskab/kommune jf. varmforsyningsloven (VFL). Se også symbolforklaring.

5.3.3 Interessenters vurdering af behov for forbedring af nuværende geotermiudbud

Dialogmøderne med interessenterne har belyst en række forhold om de modsatrettede hensyn, der gælder ift. undergrundsloven hhv. varmforsyningsloven. Dialogmøderne viser, at der er ønsker om forbedringer af det nuværende geotermiudbud. En kort opsummering af de drøftede forhold er beskrevet nedenfor. Figur 8 opsummerer Energistyrelsens konklusioner fra dialogmøderne.

Behov for forbedring af nuværende udbud - konkurrencesituation

Interessenterne anser det for u hensigtsmæssigt i en konkurrencesituation, at Energistyrelsen benytter omfang og kvalitet af de tilbudte efterforskningsaktiviteter i vurdering af de tilbudte arbejdsprogrammer til at afgøre, hvilken ansøger, som skal tildeles en eneret til efterforskning og indvinding af ressourcen (se 8.3). I vurderingen indgår ikke et kriterie om den billigste pris for indvinding af geotermisk energi. En sådan vurdering kan efter interessenternes udsagn medføre, at geotermiprojekter realiseres med højere investering end nødvendigt og dermed i sidste ende kan resultere i en højere varmepris for forbrugerne.

Ønske om øget krav til ansøgere og arbejdsprogrammer

Hovedparten af interessenterne påpeger, at den nuværende udbudsproces er både uklar og arbejds- tung, og dermed tidskrævende både for ansøger og for myndigheden. Der er enighed om, at de vurde- ringskriterier, som anvendes i det nuværende udbud ved tildeling af geotermi- tilladelser i en konkurren- cesituation, ikke er hensigtsmæssige jf. Figur 8. Interessenterne ser en risiko for, at tilbudsgiverne i deres tilbud forpligter sig til en række arbejder for at vinde udbuddet, men som ikke er nødvendige for gennemførelsen af geotermiprojekter i et givent område. Sådanne arbejder kan indebære en fordyrelse af geotermiprojekter, som ultimativt vil afspejle sig i varmeprisen.

En række interessenter ønsker en løsning, hvor det nuværende udbud bibeholdes men med skærpelse af krav til geotermiansøger og ansøgningen. Det gælder især, at udvælgelse- og tildelingskriterier for arbejdsprogrammet skærpes, både ift. efterforskningsindsatsen og ift. at kunne tilbyde en konkurrence- dygtig geotermileverance. Øges krav til ansøgers tekniske og finansielle kapacitet samt til ansøgningens arbejdsprogram, anser disse interessenter det for hensigtsmæssigt, at det nuværende udbud bibehol- des, og at eneretstilladelsen tildeles forud for en kontraktforhandling med de relevante forsynings- selskaber. Interessenterne har erfaring med, at kontraktforhandlingen med varmforsyningsselskaberne er tids- og ressourcekrævende arbejde, og at en tilladelse skaber den fornødne sikkerhed for, at geo- termiaktøren kan gennemføre geotermiprojektet. Den faseopbyggede tilladelse muliggør, at rettigheds- haver tilbageleverer tilladelsen, hvis rettighedshaver ikke kan indgå en kontrakt om geotermi med det lokale forsynings- selskab.

Kritik af tildeling af geotermi- tilladelse forud for kontrakt

De bilaterale møder primært med varmforsyningsselskaberne viser, at de er enige i den kritik, som blev rejst af bl.a. Aalborg Forsyning ifm. geotermi- tilladelsen til Aalborg-området blev meddelt i april 2019. Kritikken går på, at det er uhen- sigtsmæssigt at meddele en eneretstilladelse uden at rettighedshaver har en kontrakt om afsætning af geotermisk energi med det aftagende varmforsyningsselskab. For Aalborg-området var der konkurrerende ansøgninger og tilladelsen blev meddelt til APMH på baggrund af deres tilbudte arbejdsprogram desuagtet, at der ikke var udsigt til, at de ville kunne indgå kontrakt med Aalborg Forsyning om leverance af færdige geotermianlæg.

Fra varmforsyningsselskabernes synspunkt ses det som en unødvendig forsinkende faktor, at en ene- retstilladelse gives til en geotermiansøger, som ikke på forhånd har sikret sig at kunne indgå en kontrakt med det aftagende varmforsyningsselskab og på den baggrund kan risikere, at skulle tilbagelevere tilladelsen til staten, jf. Figur 8. Dette vil medføre en udskydelse af tidspunktet for, at en eventuel geo- termisk ressource kan udnyttes, da processen ville skulle gentages med en ny ansøger.

Eneret er et vigtigt incitament

Der er bred enighed blandt de hørte interessenter om, at en eneretstilladelse udgør et grundlæggende og vigtigt incitament for at investere i geotermiprojekter. Der er dog ikke enighed om, hvornår enerets- tilladelsen skal meddeles ift. indgåelse af en geotermikontrakt, jf. afsnit om 'Ønske om øget krav til ansøgere og arbejdsprogrammer' og 'Kritik af tildeling af geotermi- tilladelse forud for kontrakt'.

Øvrige forslag

Enkelte interessenter peger på, at det også burde overvejes at forvalte geotermi efter anden lovgivning end undergrundsloven. Disse interessenter henviser til deres erfaring fra forvaltning af bl.a. grundvandsressourcer, og tilbyder deres bidrag, hvis Energistyrelsen ønsker at arbejde videre med geotermiudbud under anden lovgivning.

Oversigtsskema

Legende	Interessenter	Understøtter nuværende udbud geotermi bedst muligt?	Understøtter nuværende krav ift. ansøger og arbejdsprogram geotermi bedst muligt?	Understøtter tilladelse tildelt <u>før</u> kontrakt med forsyningselskab geotermi bedst muligt?	Eneretstilladelse vigtigt incitament for investering i geotermi?
Positiv					
Neutral					
Negativ					
Geotermi-aktører	APMøller Holding Invest IV				
	Geotermisk Operatørselskab				
	Wellperform				
Forsynings-selskaber	Aalborg Forsyning				
	AffaldVarme Aarhus				
	Hillerød Forsyning				
	Vestegnens Kraftvarmeselskab				
Øvrige	Geologiske Undersøgelse				
	Grøn Energi				

Figur 8: Oversigtsskema som viser de inddragede interessenter (lodrette kolonne til venstre) og deres holdning til en række emner vedrørende rammer for geotermiudbud (øverste række) symboliseret med 'trafiklys'. Grøn angiver en positiv holdning, gul angiver en neutral holdning og rød angiver en negativ holdning.

5.3.4 Konkurrenceelementer ift. undergrundsloven og varmforsyningsloven

Baseret på dialogprocessen med interessenterne vurderes det, at tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermi med henblik på fjernvarmeforsyning meddelt efter undergrundsloven berører to forskellige konkurrencemæssige aspekter dels ift. at tildele en eneret til en ressource og dels ift. en leveranceaftale med et varmforsyningsselskab (forsyningsvirksomhedsdirektivet). Frem til 2018 var det alene varmforsyningsselskaber, som søgte om geotermi-tilladelse i eget forsyningsområde og problemstillingen vedr. afsætning af den geotermiske varme omfattede kun én interessent, nemlig rettighedshaver og varmforsyningsselskab i én og samme rolle. De to konkurrenceelementer i undergrundsloven og varmforsyningsloven har derfor ikke været i konflikt før 2018.

Forskellige udvælgelseskriterier ift. undergrundsloven og varmforsyningsloven

Den nuværende ramme for geotermiudbud er uhensigtsmæssig, da udvælgelses- og tildelingskriterier er væsentlig forskellige i de to lovgivninger og i øvrigt forvaltes af to forskellige myndigheder, Energistyrelsen ift. tildeling af eneretten, henholdsvis kommunalbestyrelsen ift. projektgodkendelse efter varmforsyningsloven. Omfang og kvalitet af arbejdsprogram er væsentlige tildelingskriterier, når staten meddeler en eneretstilladelse, jf. undergrundsloven, hvorimod pris på energikøb eller køb af anlæg, er væsentlige kriterier jf. varmforsyningsloven og projektbekendtgørelsen, ved valg af leverandør til kommunens varmforsyningsselskab.

Dialog med interessenterne viser, at det nuværende udbud kan forbedres. Der er dog delte meninger om, hvorvidt den nuværende rækkefølge, hvor geotermi-tilladelse meddeles førend, at der er en afklaring om, hvorvidt der kan indgås en kontrakt om geotermi med varmforsyningsselskabet, er hensigtsmæs-

sig. Nogle interessenter vurderer, at den nuværende rækkefølge har risiko for at 'kortslutte' dét konkurrencehensyn, der ligger i tildeling af eneret til efterforskning og indvinding af ressourcen, idet en eneretstilladelse reelt ikke leder til efterforskning og indvinding uden, at der er indgået en kontrakt om levering af geotermisk energi. Andre interessenter mener, at rækkefølgen skal bibeholdes, men at ansøgningskriterierne skal skærpes således at afsætning af den geotermiske energi også indgår som et element i vurderingen.

Endvidere vanskeliggør den nuværende proces for tildeling af eneretstilladelser, at der tages tilstrækkelig højde for, hvilken geotermiaktør der billigst kan levere geotermi, da leverandørens forventede omkostninger og priser ikke inddrages i tildelingsprocessen. Samtidig er der typisk ikke konkrete forhandlinger mellem geotermiaktører og varmeforsyningsselskaber forud for tildeling af tilladelser, hvilket indebærer en risiko for, at geotermiaktøren med eneretstilladelsen og varmeforsyningsselskabet ikke kan nå til enighed, og geotermiprojektet dermed i sidste ende ikke igangsættes. Blandt interessenterne er der dog forskellige opfattelser af, hvordan denne problematik bedst løses, jf. Figur 8.

Geotermiaktørernes behov for geotermikontrakt forud for efterforskning

På baggrund af dialog med interessenterne vurderes det, at de private geotermiaktører har behov for en kontrakt med varmeforsyningsselskaberne før, den omkostningstunge del af efterforskningsfasen påbegyndes. Det fremgår, at de private geotermiaktører kun vil forpligte sig til de omkostningstunge efterforskning- og anlægsfaser i tilladelsens arbejdsprogram, hvis de har indgået en kontrakt om geotermi med et varmeforsyningsselskab. Såfremt der ikke kan indgås en kontrakt med varmeforsyningsselskabet, forventes det, at de private geotermiaktører vil tilbagelevere deres tilladelse. Det vurderes derfor, at eneretstilladelsen ikke er udslagsgivende for, om der påbegyndes efterforskning og indvinding af geotermi, men at det i højere grad er muligheden for afsætning af den geotermiske varme, som i sidste ende er afgørende for, om rettighedshaver vælger at investere i det videre efterforskningsarbejde.

6. Delkonklusion

Baseret på de oplysninger, som blev tilvejebragt via dialogmøder med udvalgte geotermiinteressenter, har Energistyrelsen foretaget en analyse af nuværende rammer for geotermiudbud. Nogle interessenter har advokeret for justeringer inden for de eksisterende rammer, mens andre interessenter har talt for en ny udbudsproces.

På baggrund af analysen vurderes det, at der er to forskellige konkurrencemæssige aspekter ift. hhv. undergrundsloven og varmforsyningsloven, som den nuværende proces ikke kan tilgodese på en hensigtsmæssig måde ift. at understøtte udviklingen af geotermi. Der er således grundlag for at se på alternative modeller, som bl.a. i højere grad kan håndtere sammenspillet mellem undergrundsloven og varmforsyningsloven og derigennem sikre den mest hensigtsmæssige procedure til at understøtte geotermiprojekter.

7. Klimaeffekter ved øget udnyttelse af geotermi

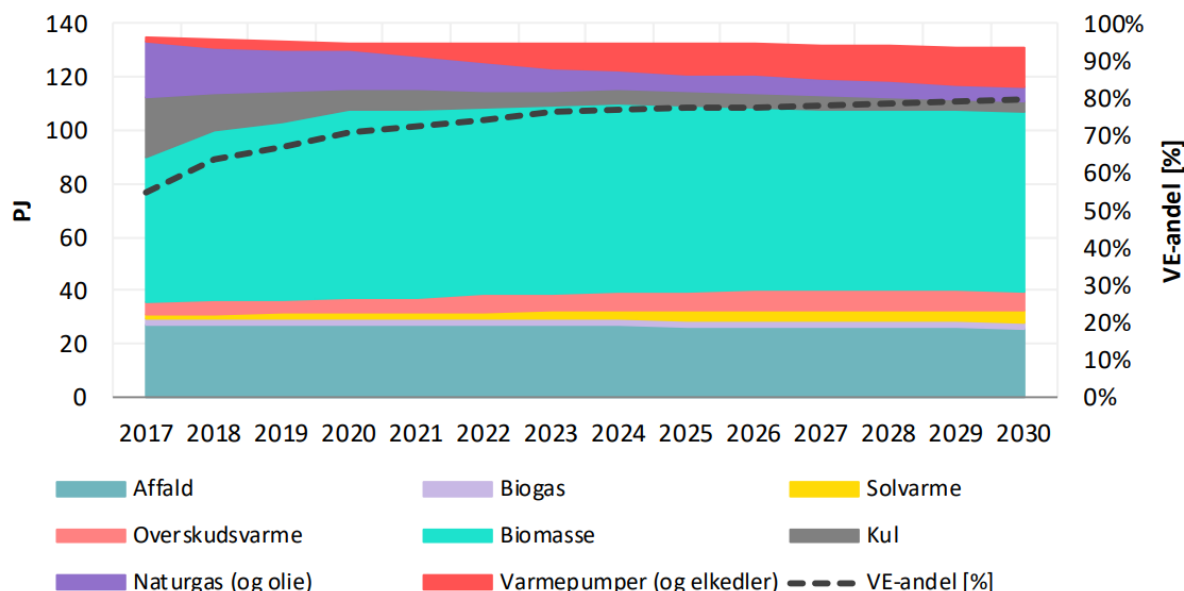
Geotermi kan bidrage til at reducere CO₂-udledninger i den udstrækning, det kan erstatte anvendelsen af fossile brændsler i fjernvarmesektoren.

Geotermi forventes ikke at medvirke til reduktion af drivhusgasser i 2030

I flere af de største fjernvarmeområder er store dele af den grønne omstilling allerede gennemført ved etablering og konvertering til centrale biomassekraftvarmeanlæg. Samtidig forventes stort set alle resterende fjernvarmenet at omstille til vedvarende energi frem mod 2030, under nuværende og allerede aftalte rammevilkår, hvor ca. 85 pct. af fjernvarmeproduktionen forventes at komme fra vedvarende energi eller overskudsvarme, jf. Figur 9. De resterende 15 pct. fordeler sig med ca. 10 pct. til den fossile fraktion af affald og ca. 5 pct. til hhv. kul på Fynsværket og spidslastproduktion på naturgas. Ingen af disse anvendelser af fossilt brændsel vurderes umiddelbart at kunne erstattes af geotermi, hvorved udnyttelse af geotermi i 2030 ikke, eller kun i begrænset omfang, vil reducere de direkte CO₂-emissioner fra fjernvarmeproduktion.

Geotermi kan reducere biomasseanvendelsen i varmesektoren

Såfremt geotermi bliver udbredt i perioden frem mod 2030, kan dette evt. bidrage til at fremrykke en del af omstillingen og dermed give reduktioner i den mellemliggende periode.



Figur 9: Forventet forbrug af inputenergi til produktion af fjernvarme, jf. Energistyrelsens basisfremskrivning 2019.

Fremmes geotermi, vurderes det primært at fortrænge varmeproduktion på biomassekedler og biomassekraftvarme og i mindre grad affald. Dermed kan udnyttelsen af geotermi med eldrevne varmepumper reducere biomasseforbruget til varmeproduktion og dels en øget energieffektivitet i fjernvarmeproduktionen, da elektriske varmepumpers effektivitet er væsentlig højere end biomassekedlers. Energieffektivitet er en konkurrencefordel for geotermi ift. biomasse.

8. Bilag

8.1 Dataark på biomassekedler

Technology

Technology	Wood Chips, DH-Large, 90 MW feed								Note	Ref
	2016	2020	2030	2050	Uncertainty (2020)		Uncertainty (2050)			
					Lower	Upper	Lower	Upper		
Energy/technical data										
Heat generation capacity for one unit (MW)	103,4	103,4	103,4	103,4	78,5	103,6	78,5	103,6	A	1
Total efficiency, net (%), name plate	114,9	114,9	114,9	114,9	87	116	87	116	B,C	1
Total efficiency, net (%), annual average	114,9	114,9	114,9	114,9	87	116	87	116	B,C	1
Additional heat potential with heat pumps (% of thermal input)	2,0	2,0	2,0	2,0	1	3,0	1	3,0		1
Auxiliary electricity consumption (% of heat gen)	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,5	1,8	2,5	C,K	
Forced outage (%)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0		
Planned outage (weeks per year)	2,0	2,0	2,0	2,0	1,7	2,3	1,5	2,5		
Technical lifetime (years)	25,0	25,0	25,0	25,0	20,0	35,0	20,0	35,0		1
Construction time (years)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,0	3,0	2,0	3,0		1
Space requirement (1000 m ² /MWth heat output)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,06	0,04	0,06		
Regulation										
Primary regulation (% per 30 seconds)	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		
Secondary regulation (% per minute)	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	E	1
Minimum load (% of full load)	40	40	40	40	40	40	40	40		1
Warm start-up time (hours)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	H	1
Cold start-up time (hours)	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0		1
Environment										
SO ₂ (degree of desulphuring, %)	98,0	98,0	98,0	98,0	99,9	99,0	98,0	99,0	G	1
NO _x (g per GJ fuel)	90	60	40	20	20	60	20	40	I	3
CH ₄ (g per GJ fuel)	6	4	3	2	2	6	1	6	I	
N ₂ O (g per GJ fuel)	2	2	1	1	1	2	0	2	I	
Particulates (g per GJ fuel)	2,0	0,3	0,3	0,3	0,1	2,0	0,1	1,0	I	
Financial data										
Nominal investment (M€/MWh - heat output)	0,45	0,44	0,42	0,40	0,38	0,54	0,31	0,55	F, L	
- of which equipment	0,34	0,33	0,31	0,31	0,29	0,42	0,24	0,42	F, L	
- of which installation	0,11	0,11	0,10	0,09	0,09	0,13	0,08	0,13	F, L	
Fixed O&M (€/MWh/year), heat output	36.200	34.500	33.300	31.400	29.500	40.400	23.600	39.900		
Variable O&M (€/MWh) heat output	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	1,1	0,7	1,2		
Technology specific data										
Flue gas condensation	Yes	Yes	Yes	Yes	No	Yes	No	Yes	J, L	
Combustion air humidification	Yes	Yes	Yes	Yes	No	Yes	No	Yes	J, L	
Nominal investment (M€/MWh fuel input)	0,52	0,50	0,48	0,46	0,44	0,62	0,36	0,63	J, L	1
- of which equipment	0,39	0,38	0,36	0,36	0,33	0,48	0,27	0,48	L	
- of which installation	0,13	0,12	0,12	0,11	0,11	0,15	0,09	0,15	L	
Fixed O&M (€/MWh input/year)	40.500	39.700	38.200	36.100	33.900	46.500	27.200	46.800		
Variable O&M (€/MWh input)	1,1	1,1	1,1	1,1	0,9	1,3	0,8	1,4		
Fuel storage specific cost in excess of 2 days (M€/MWh_input/storage day)	0,015	0,015	0,014	0,013	0,013	0,017	0,010	0,017	L	

References:

- Rambøll Danmark, Internal evaluation based on either existing projects, supplier offers, or pre-project studies.
- EU-commission, LCP BREF note, Thierry Leconte, José Félix Ferrera de la Fuente, Frederik Neuwahl, Michele Canova, Antoine Finasseau, Ivan Janikov, Thomas Brinkmann, Serge Roudier, Luis Delgado Sancho, Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants; EUR 28836 EN; doi:10.2760/949

Notes:

- A The plant is directly producing hot water for District Heating by burning fuel on a grate. Fluid-bed combustion technology may be an alternative. It can be assumed that the data for this does not differ significantly from grate fired boilers. Data in this sheet is applicable for plants in the range of 80-99,9 MW fired capacity (heat input).
The system is optimized at DH return temperature 40°C and flow 80°C.
- B Boilers larger than approx. 20 MW fuel input for hot water production are designed-for-purpose products with a high degree of fuel flexibility (type of biomass, humidity etc.)
- C Efficiencies refer to lower heating value. The stated total efficiency does NOT consider auxiliary electricity consumption. It describes the total net amount of heat produced at the plant. This is contrary to CHP where the auxiliary electricity is subtracted from the production to yield the net electricity efficiency.
Direct condensation and combustion air humidification are included in all cases except in lower range of 2020 and 2050. The colder the return temperature of the district heating, the higher the total efficiency at direct condensation.
- D
- E Load control of the heat production is important and units of this size can make rapid load variations.
- F Reference to heat output because of the lack of electricity production
- G assuming content of sulphur in fuel of 20 g/GJ
- H Warm start is starting with a glowing fuel layer on the grate.
- I Estimated from: Nielsen, M., Nielsen, O.-K., Piejrup, M. & Hjelgaard, K., 2010: Danish Emission Inventories for Stationary Combustion Plants. Inventories until 2008. National Environmental Research Institute, Aarhus University, Denmark. 236 pp. – NERI Technical Report No. 795. <http://www.dmu.dk/Pub/FR795.pdf>. From 2017 NOx (and other emissions must fulfil the BAT_AEL values of the LCP BREF note.
- J The nominal investment is in the range 0,6 to 1,1 M€/MWh
- K Result of model calculation, there are reports of DH plants operating at lower power consumption, down to 1% of heat generation.
- L Note that investments include only two days fuel storage, and more may be optimal, depending on fuel supply opportunities and heat supply obligations, amongst other things. The additional investment is listed in the bottom row.

Technology

Technology	Wood Chips, DH-Medium, 46 MW feed								Note	Ref
	2016	2020	2030	2060	Uncertainty (2020)		Uncertainty (2060)			
					Lower	Upper	Lower	Upper		
Energy/technical data										
Heat generation capacity for one unit (MW)	51,7	51,7	51,7	51,7	39,9	51,8	39,2	51,8	A	1
Total efficiency, net (%), name plate	114,9	114,9	114,9	114,9	88	116	87	116	B,C	1
Total efficiency, net (%), annual average	114,9	114,9	114,9	114,9	88	116	87	116	B,C	1
Additional heat potential with heat pumps (% of thermal input)	2,0	2,0	2,0	2,0	1	28	1	30		1
Auxiliary electricity consumption (% of heat gen)	2,3	2,3	2,3	2,3	2,2	2,5	1,8	2,5	C,K	
Forced outage (%)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0		
Planned outage (weeks per year)	2,0	2,0	2,0	2,0	1,7	2,3	1,5	2,5		
Technical lifetime (years)	25,0	25,0	25,0	25,0	20,0	35,0	20,0	35,0		1
Construction time (years)	2,0	2,0	2,0	2,0	1,5	2,5	1,5	2,5		1
Space requirement (1000 m ² /MW heat output)	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,07	0,04	0,07		
Environment										
SO ₂ (degree of desulphuring, %)	98,0	98,0	98,0	98,0	89,9	99,0	98,0	99,0	G	1
NO _x (g per GJ fuel)	90	60	40	30	40	80	20	40	I	
CH ₄ (g per GJ fuel)	6	4	3	2	2	6	1	6	I	
N ₂ O (g per GJ fuel)	2	2	1	1	1	2	0	2	I	
Particles (g per GJ fuel)	2,0	0,3	0,3	0,3	0,1	2,0	0,1	1,0	I	
Financial data										
Nominal investment (M€/MWh - heat output)	0,51	0,49	0,47	0,45	0,43	0,58	0,35	0,62	F, L	
- of which equipment	0,37	0,36	0,34	0,34	0,31	0,42	0,26	0,46	F, L	
- of which installation	0,14	0,13	0,13	0,11	0,12	0,16	0,09	0,16	F, L	
Fixed O&M (€/MWh/year), heat output	42.700	41.900	40.400	38.200	35.800	48.400	28.700	48.400		
Variable O&M (€/MWh) heat output	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	1,1	0,7	1,2		
Technology specific data										
Flue gas condensation	Yes	Yes	Yes	Yes	No	Yes	No	Yes	J, L	
Combustion air humidification	Yes	Yes	Yes	Yes	No	Yes	No	Yes	J, L	
Nominal investment (M€/MW fuel input)	0,58	0,57	0,54	0,52	0,49	0,67	0,40	0,71	J, L	1
- of which equipment	0,42	0,41	0,39	0,39	0,36	0,49	0,30	0,53	L	
- of which installation	0,16	0,15	0,14	0,13	0,13	0,18	0,11	0,18	L	
Fixed O&M (€/MW input/year)	49.100	48.200	46.400	43.900	41.100	55.600	33.000	55.700		
Variable O&M (€/MWh input)	1,1	1,1	1,1	1,1	0,9	1,3	0,8	1,4		
Fuel storage specific cost in excess of 2 days (M€/MW _{input} /storage day)	0,017	0,017	0,016	0,014	0,014	0,020	0,012	0,020	L	

References:

1 Ramboll Danmark, Internal evaluation based on either existing projects, supplier and operator information, or pre-project studies.

Notes:

A. The plant is directly producing hot water for District Heating by burning fuel on a grate as the basis assumption. Fluid-bed combustion technology may be an alternative. It can be assumed that the data for this does not differ significantly from grate fired boilers. Data in this sheet is applicable for plants in the range of 30-45,9 MW fired capacity (heat input).

The system is optimised at DH return temperature 40°C and flow 80°C.

B. Boilers larger than approx. 20 MW fuel input for hot water production are designed-for-purpose products with a high degree of fuel flexibility (type of biomass, humidity etc.)

C. Efficiencies refer to lower heating value. The stated total efficiency does NOT consider auxiliary electricity consumption. It describes the total net amount of heat produced at the plant. This is contrary to CHP where the auxiliary electricity is subtracted from the production to yield the net electricity efficiency.

Direct condensation and combustion air humidification are included in all cases except in lower range of 2020 and 2050. The colder the return temperature of the district heating, the higher the total efficiency at direct condensation.

D.

E. Load control of the heat production is important and units of this size can make rapid load variations.

F. Reference to heat output because of the lack of electricity production

G. assuming content of sulphur in fuel of 20 g/GJ

H. Warm start is starting with a glowing fuel layer on the grate.

I. Estimated from: Nielsen, M., Nielsen, O.-K., Plejrup, M. & Højgaard, K., 2010: Danish Emission Inventories for Stationary Combustion Plants. Inventories until 2008. National Environmental Research Institute, Aarhus University, Denmark. 236 pp. – NERI Technical Report No. 795. <http://www.dmu.dk/Pub/FR795.pdf>.

J. The nominal investment is in the range 0.6 to 1.1 M€/MWh

K. Result of model calculation, there are reports of DH plants operating at lower power consumption, down to 1% of heat generation.

L. Note that investments include only two days fuel storage, and more may be optimal, depending on fuel supply opportunities and heat supply obligations, amongst other things. The additional investment is listed in the bottom row.

Data sheets Wood Chips, HOP

Technology	Wood Chips, HOP, 6 MW feed									
	2015	2020	2030	2050	Uncertainty (2020)		Uncertainty (2050)		Note	Ref
					Lower	Upper	Lower	Upper		
Energy/technical data										
Heat generation capacity for one unit (MW)	6.9	6.9	6.9	6.9	5.3	6.9	5.3	6.9	A	1
Total efficiency, net (%), name plate	114.9	114.9	114.9	114.9	89	115	89	115	B,C	1
Total efficiency, net (%), annual average	114.9	114.9	114.9	114.9	89	115	89	115	B,C	1
Additional heat potential with heat pumps (% of thermal input)	2.0	2.0	2.0	2.0	2	28	2	28	D	1
Auxiliary electricity consumption (% of heat gen)	2.3	2.3	2.3	2.3	2.2	2.5	1.8	2.5	C,K	
Forced outage (%)	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0		
Planned outage (weeks per year)	2.0	2.0	2.0	2.0	1.7	2.3	1.5	2.5		
Technical lifetime (years)	25.0	25.0	25.0	25.0	20.0	35.0	20.0	35.0		1
Construction time (years)	1.0	1.0	1.0	1.0	0.5	1.5	0.5	1.5		1
Space requirement (1000 m ² /MWh heat output)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3		
Environment										
Primary regulation (% per 30 seconds)	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		
Secondary regulation (% per minute)	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	E	1
Minimum load (% of full load)	20	20	20	20	20	20	20	20	E	1
Warm start-up time (hours)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	H	1
Cold start-up time (hours)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5		1
Financial data										
Nominal investment (M€/MWh - heat output)	0.70	0.68	0.65	0.59	0.60	0.81	0.49	0.81	F, L	
- of which equipment	0.41	0.40	0.38	0.34	0.35	0.47	0.28	0.47	F, L	
- of which installation	0.30	0.29	0.27	0.25	0.25	0.34	0.21	0.34	F, L	
Fixed O&M (€/MWh/year), heat output	32,800	32,200	31,200	29,300	35,800	37,300	29,300	37,600		
Variable O&M (€/MWh) heat output	1.0	1.0	1.0	1.0	0.8	1.1	0.7	1.2		
Technology specific data										
Flue gas condensation	Yes	Yes	Yes	Yes	No	Yes	No	Yes	J, L	
Combustion air humidification	Yes	Yes	Yes	Yes	No	Yes	No	Yes	J, L	
Nominal investment (M€/MW fuel input)	0.81	0.79	0.75	0.68	0.69	0.93	0.56	0.94	J, L	1
- of which equipment	0.47	0.46	0.43	0.39	0.40	0.54	0.32	0.54	L	
- of which installation	0.34	0.33	0.32	0.29	0.29	0.39	0.24	0.39	L	
Fixed O&M (€/MW input/year)	37,700	37,100	35,900	33,700	31,700	42,900	26,000	43,300		
Variable O&M (€/MWh input)	2.5	2.7	3.4	3.7	2.4	3.0	2.9	4.3		
- of which is electricity costs (€/MWh)	1.4	1.6	2.3	2.6	1.5	1.7	2.1	2.9	C	
- of which is other O&M costs (€/MWh)	1.1	1.1	1.1	1.1	0.9	1.3	0.8	1.4		

8.2 Dataark på geotermianlæg

Technology		Geothermal heat-only plant with electric compression heat pump, 44/17 °C				
Price-level: 2019-1	Unit	Lower estimate	Central estimate	Upper estimate	Note	Ref
Energitekniske data						
Temperature of geothermal heat	°C source/return	44/17	44/17	44/17	Direct heat exchange: None, as $T_{\text{reservoir, hot}}$ is too close to $T_{\text{reservoir, cold}}$ To the heat pump: 40.0 - 80.0 °C Further: Note A	
Temperature of district heating	°C supply/return	80/40	80/40	80/40		
Total heat generation pr. site/plant	MW _{EL,site}	13,3	11,4	4,3		
Of which heat generation from geothermal resource	MW _{EL,geo}	15,9	9,4	3,5	Direct heat exchange: None, as $T_{\text{reservoir, hot}}$ is too close to $T_{\text{reservoir, cold}}$ To the heat pump: 15.9 / 9.4 / 3.5 MW Further: Note B	
Of which heat generation from heat pumps	MW _{EL,HP}	3,4	2,0	0,8	COP _{heat pump} : 5.68 COP _{system} : 5.68	
Depth of geothermal well	m	1200	1200	1200	Cf. The accompanying document, varying from approx. 800-2,000m in Denmark for Gassum Formation, with correspondingly higher/lower temperatures.	
Production wells	#	3	2	1		
Injection wells	#	3	4	2		
Electricity consumption for pumps etc.	kWh _{el} /kWh _{heat}	0,02	0,05	0,03		2; 3
Forced outage	%	2	2	2		
Planned outage	weeks per year	2	2	2		
Technical lifetime	years	25	25	25		
Construction time	years	4	4,5	5		
Regulation ability and heat production						
Minimum load	% of full load	20	20	20		1, 4
Full load hours	FLH/year	5000	4000	3000	Typical, well-performing plants, perform approx. 4-5,500 FLH/a, considering the geothermal plants production exceeding heat demand.	2
Expectable heat production	GWh/year	36,4	45,7	12,8		
Of which from geothermal	GWh/year	79,4	37,6	10,6		
Of which from heat pump	GWh/year	17,0	8,0	2,3		
Financial data - CAPEX						
Assessment of existing geological data	M\$/site	0,1	0,1	0,1	Milestone 1.1	1, 4
Acquisition of supplementary data, often seismic data	M\$/site	1,3	1,3	1,3	Milestone 1.2	1; 4
Development of geological model	M\$/site	0,1	0,1	0,1	Milestone 1.3	1
Test and demonstration well	M\$/site	2,2	2,2	2,2	Milestone 2.1	2
Test pumping, water chemistry, hydraulics	M\$/site	0,5	0,3	0,3	Milestone 2.2	2
Improvement of test well to full standard	M\$/test well	1,2	1,2	1,2	Milestone 3	2
Injection well(s) and additional production well(s)	M\$/well	2,3	2,3	2,3	Milestone 3	2
Over-surface installation, fixed	M\$/site	2,1	2,1	2,1	Milestone 3	3
Over-surface installation, specific	M\$/injection well	0,9	0,9	0,9	Milestone 3	3
Miscellaneous, unforeseen	M\$/site	1,3	2,1	1,6	Milestone 3, 5/8/10% of total investment. Further: Note C	2; 3
Total investment for geothermal heat plant	M\$/site	24,8	25,4	15,3		Calc.
Specific investment for geothermal heat plant	M\$/MW _{EL,geo}	1,6	2,7	4,3		Calc.
Additional CAPEX: Heat pump	M\$/site	15,5		3,4	Milestone 3	1; 4
Additional CAPEX: Drive energy for absorption heat pump	M\$/site	0	0	0	Milestone 3, abs. HP only! Boiler e.g. waste-to-energy or biomass	1; 4
Total investment for geothermal heat plant	M\$/site	40,4	25,4	18,8	Milestone 3, incl. Heat pump and drive energy	Calc.
Specific investment for full geothermal heat plant	M\$/MW_{EL,site}	2,1	2,2	4,4	Milestone 3, incl. Heat pump and drive energy	Calc.
Financial data - OPEX						
Fixed O&M	€/MW _{EL,geo} /year	25000	25000	25000	Replacement of submersible pump(s), approx. once every five years, staff. Does not include O&M for heat pump (and possibly boiler).	1; 3; 2
Variable O&M	€/MWh _{heat}	4	4	4	Mainly maintenance of wells (chemical treatment)	2
Electricity consumption for pumps etc.	GWh/year	1,6	1,3	1,0	The total electricity demand for submerged pumps / reinjection pumps.	
Drive energy consumption for heat pump	GWh/year	17,0	8,0	2,3	Drive energy: Electricity	

Notes:

¹ Lower reinjection temperature may be possible, but this will increase the risk of scaling/clogging. Exact temperatures depend on the reservoir.

³ 160 m³/production well/hour and 80 m³/injection well/hour assumed in the central estimate. Higher flow and thus higher effect may be possible, but this will increase the risk of scaling/clogging. Exact flow depends heavily on the given reservoir (water chemistry and geology).

Figur 10: Figuren illustrerer dataarket, der beskriver kapacitetsomkostningerne for et geotermianlæg med en elektrisk varmepumpe, en boreddybde på 1200 meter og en fremdrifts- og returtemperatur på hhv. 80 og 40 grader.

Technology		Geothermal heat-only plant with electric compression heat pump, 68/33 °C					
Price-level: 2019-I		Unit	Lower estimate	Central estimate	Upper estimate	Note	Ref
Energy/technical data							
Temperature of geothermal heat	°C source/return	68/33	68/33	68/33	68/33	Direct heat exchange: 40.0-65.5 °C To the heat pump: 65.5 - 80.0 °C Further: Note A	
Temperature of district heating	°C supply/return	80/40	80/40	80/40	80/40		
Total heat generation pr. site/plant	MW _{th,site}	22,2	13,2	4,3	4,3		
Of which heat generation from geothermal resource	MW _{th,geo}	20,6	12,2	4,6	4,6	Direct heat exchange: 14.1 / 8.4 / 3.1 MW To the heat pump: 6.5 / 3.8 / 1.4 MW Further: Note B	
Of which heat generation from heat pumps	MW _{th,HP}	1,6	1,0	0,4	0,4	COP _{site,HP} : 5.05 COP _{site,geo} : 13.89	
Depth of geothermal well	m	2000	2000	2000	2000	cf. The accompanying document, varying from approx. 800-2,000m in Denmark for Gussum Formation, with correspondingly higher flow temperatures.	
Production wells	#	3	2	1	1		
Injection wells	#	3	4	2	2		
Electricity consumption for pumps etc.	kWh _{el} /kWh _{th,site}	0,02	0,05	0,03	0,03		2;3
Forced outage	%	2	2	2	2		
Planned outage	weeks per year	2	2	2	2		
Technical lifetime	years	25	25	25	25		
Construction time	years	4	4,5	5	5		
Regulation ability and heat production							
Minimum load	% of full load	20	20	20	20		1,4
Full load hours	FLH/year	5000	4000	3000	3000	Typical, well-performing plants, perform approx. 4-5,500 FLHs, considering the geothermal plants production exceeding heat demand.	2
Expectable heat production	GWh/year	110,3	52,6	14,8	14,8		
Of which from geothermal	GWh/year	102,3	48,8	13,7	13,7		
Of which from heat pump	GWh/year	8,0	3,8	1,1	1,1		
Financial data - CAPEX							
Assessment of existing geological data	M\$/site	0,1	0,1	0,1	0,1	Milestone 1.1	1;4
Acquisition of supplementary data, often seismic data	M\$/site	1,3	1,3	1,3	1,3	Milestone 1.2	
Development of geological model	M\$/site	0,1	0,1	0,1	0,1	Milestone 1.3	1;4
Test and demonstration well	M\$/site	3,6	3,6	3,6	3,6	Milestone 2.1	2
Test pumping, water chemistry, hydraulics	M\$/site	0,3	0,3	0,3	0,3	Milestone 2.2	2
Improvement of test well to full standard	M\$/test well	1,2	1,2	1,2	1,2	Milestone 3	2
Injection well(s) and additional production well(s)	M\$/well	3,8	3,8	3,8	3,8	Milestone 3	2
Over-surface installation, fixed	M\$/site	2,1	2,1	2,1	2,1	Milestone 3	3
Over-surface installation, specific	M\$/injection well	0,9	0,9	0,9	0,9	Milestone 3	3
Miscellaneous, unforeseen	M\$/site	2,3	2,3	2,1	2,1	Milestone 3, 5/8/10% of total investment. Further: Note C	2;3
Total investment for geothermal heat plant	M\$/site	35,1	35,1	20,2	20,2		Calc.
Specific investment for geothermal heat plant	M\$/MW _{th,site}	1,7	2,3	4,4	4,4		Calc.
Additional CAPEX: Heat pump	M\$/site	6,5	3,8	1,5	1,5	Milestone 3	1;4
Additional CAPEX: Drive energy for absorption heat pump	M\$/site	0	0	0	0	Milestone 3, abs. HP only! Boiler e.g. waste-to-energy or biomass	1;4
Total investment for geothermal heat plant	M\$/site	41,6	38,9	21,7	21,7	Milestone 3, incl. Heat pump and drive energy	Calc.
Specific investment for full geothermal heat plant	M\$/MW_{th,site}	1,9	3,0	4,4	4,4	Milestone 3, incl. Heat pump and drive energy	Calc.
Financial data - OPEX							
Fixed O&M	M\$/MW _{th,site} /year	25000	25000	25000	25000	Replacement of submersible pump(s), approx. once every five years, staff. Does not include O&M for heat pump (and possibly boiler).	1;3;2
Variable O&M	M\$/wh _{th,site}	4	4	4	4	Mainly maintenance of wells (chemical treatment)	2
Electricity consumption for pumps etc.	GWh/year	2,1	2,4	1,2	1,2	The total electricity demand for submerged pumps / reinjection pumps.	
Drive energy consumption for heat pump	GWh/year	8,0	3,8	1,1	1,1	Drive energy: Electricity	

es: Lower reinjection temperature may be possible, but this will increase the risk of scaling/clogging. Exact temperatures depend on the reservoir. It must be noted that a cooling of the geothermal reservoir of 35K is higher than most well-performing examples and thus follows a higher risk for clogging, scaling etc. than at cooling 27K, as suggested in the 1,200m-case.

160 m³/production well/hour and 80 m³/injection well/hour assumed in the central estimate. Higher flow and thus higher effect may be possible, but this will increase the risk of scaling/clogging. Exact flow depends heavily on

Figur 11: Figuren illustrerer dataarket, der beskriver kapacitetsomkostningerne for et geotermianlæg med en elektrisk varmepumpe, en boreddybde på 2000 meter og en fremdrifts- og returtemperatur på hhv. 80 og 40 grader.

8.3 Fakta om geotermi tilladelser

Faktaboks: Hvad er en geotermi tilladelse?

Geotermi tilladelser gives efter undergrundsloven

- § 1 Lovens formål er at tilstræbe en hensigtsmæssig anvendelse og udnyttelse af Danmarks undergrund og af dens naturforekomster
- § 5Ministeren kan ... meddele tilladelse til eneret til efterforskning og indvinding af et eller flere råstoffer.....
- § 28. Udstyr, program og udførelsesmåde skal godkendes inden konkrete arbejder i forbindelse med tilladelsen

Tilladelsen gives til efterforskning og indvinding med henblik på fjernvarmeforsyning

- Op til 6 år efterforskning
- Op til 30 år indvinding

Tilladelsen indeholder vilkår

- Rettighedshaver
- Operatør
- Sikkerhedsstillelse
- Arbejdsprogram
- Faseindelert efterforskning

Ansøgning og udvælgelse

Ansøgningens indhold

- Ansøgers viden
- Planlagte efterforskningsaktiviteter
- Fjernvarmenet

... udvælgelseskriterier vedrørende:

- a) Ansøgers tekniske og finansielle kapacitet og
- b) De efterforskningsarbejder, som ansøgerne tilbyder at udføre...

Proces for geotermi tilladelser

- Halvårlige ansøgningsfrister (1. februar og 1. september)
- Energistyrelsens vurdering
- Myndighedshøring om areal (berørte kommuner, Miljøstyrelsen)
- Udtalelse fra GEUS om geologiske aspekter Dialog proces med ansøger
- Hvis konkurrence opfordres evt. til samarbejde ellers vurderes hvilket arbejdsprogram, der er bedst ift. udvælgelseskriterier
- Folketingets energiudvalg orienteres (§ 6 redegørelse)
- Ministeren meddeler tilladelse
- Tilsyn med at rettighedshaver opfylder tilladelsens vilkår herunder arbejdsprogram
- Arbejdsprogram opdelt i faser (jf. Modelarbejdsprogrammet)
- Rettighedshaver forpligter sig til én fase af gangen
- Udløb/opgivelse/bortfald/tilbagekaldelse fritager ikke rettighedshaver for opfyldelse af forpligtelser