

BUSINESS CASE: ØKONOMISKE VILKÅR FOR GEOTERMI

Potentialer i udbygning af geotermi





I Energi på Tværs samarbejder 33 kommuner, 10 forsyningsselskaber og Region Hovedstaden. Sammen står de på en fælles energivision med mål om at hovedstadsområdets el- og varmforsyning er fossilfri i 2035. Tilsvarende skal transportsektoren gøres fossilfri i 2050.

Alle projektets publikationer er tilgængelige på www.energipåtværs.dk

Denne publikation er udarbejdet som led i projektet Energi på Tværs 2, i et samarbejde mellem de deltagende kommuner, forsyningsselskaber, Region Hovedstaden og Gate 21. Publikationen er et inspirationsoplæg til videre anvendelse. Projektdeltagerne kan på ingen måde gøres erstatningsansvarlige for informationer leveret som en del af dette projekt herunder brugernes anvendelse af den strategiske energiplan, dens baggrundsrapport og vejledninger eller for brugbarheden af de informationer og det materiale, som er offentliggjort på www.energipåtværs.dk.

Notat**Business case på successiv udbygning af geotermi****Sammenfatning**

Dette notat beskriver business cases (projektøkonomi) for to forskellige koncepter for etablering af geotermi. Notatet baserer sig på analyser udført af Hovedstadens Geotermi Samarbejde (HGS), der tegnes af CTR, HOFOR og VEKS.

Ved etablering af et større antal nogenlunde ens geotermi-anlæg, kan der udvikles billigere anlægskomponenter, herunder borer, pumper og filtersystemer. En sådan billiggørelse er dog ikke alene tilstrækkelig til at gøre geotermiske anlæg økonomisk attraktiv, idet der også er behov for en hel eller delvis afskaffelse af afgiften på el til varmepumper for at skabe vilkår, som er interessante for investorer.

Indledning

Notatet omhandler to forskellige koncepter for etablering af geotermi:

- 1. Ét stort stjerneanlæg.** Dette kaldes også Nordhavn konceptet, idet der er set på en placering tæt på Svanemølleværket. Her indgår 11 geotermi-brønde og et overfladeanlæg med filtrering, pumper og varmepumper. Brøndene bores skråt ud af fra overfladeanlægget og vil i horisontalt perspektiv tage form som en stjerne. Anlægget vil kunne producere 64 MJ/s varme i undergrunden ved en forventet temperatur på 77 grader fra et reservoir i Bunter formationen i omkring 2.700 meters dybde. Anlægget forventes at kunne levere en effekt på i alt 75 MJ/s varme til nettet med et effektforbrug af el på 11 MW el til varmepumperne og 6 MW proces el til geotermi-kredsens pumper m.m.
- 2. Flere små anlæg – successiv udbygning.** Her bygges ti standardiserede anlæg med en effekt fra undergrunden for hvert anlæg på ca. 10 MJ/s. Hvert anlæg er beregnet til at kunne levere 11,5 MJ/s varme til nettet med et effektforbrug til varmepumperne på 1,6 MW og 0,5 MW proces-el til geotermi-kredsens pumper m.m.
Alle 10 anlæg er tænkt placeret inden for CTR's og VEKS' forsyningsområder, men et par af dem (evt. yderligere anlæg) vil også kunne placeres andre steder i regionen.

Analysen af stjerneanlægget i 2014 konkluderede: *"Sammenfattende kan man konkludere, at geotermi ikke p.t. er økonomisk fordelagtig, når man ser på den samlede økonomi udtrykt ved de geologiske og anlægsspecifikke parametre samt på de alternative muligheder for at producere varme eller kraftvarme. På længere sigt kan vilkårene dog ændre sig til fordel for geotermi."*

På dette grundlag har der siden været arbejdet på at billiggøre geotermi anlæg, bl.a. inspireret af erfaringer fra olie- og gasindustrien i USA, hvor standardisering og masseproduktion af borer har ført til store prisfald i boreomkostningerne. Herved opstod konceptet med en række mindre geotermiske anlæg med mange ens komponenter, herunder borer til en mindre dybde, og dermed udnytte masseproduktions-tanken. Konceptet er udviklet i et EUDP samarbejde mellem HOFOR og entreprenørfirmaet Ross fra Olie og gasindustrien, som er specialiseret i boreteknik.

Konceptet er karakteriseret ved ønsket om at:

1. Standardisere en mindre anlægsstørrelse, som kan opføres på mindre arealer rundt omkring i byen

2. Placere anlæggene i varmesystemet direkte på distributionsniveau i tilknytning til CTR/VEKS's vekslersstationer
3. Gennemføre alle boringer i et samlet program for at kunne høste læreeffekter. Programmet kan gennemføres på omkring 4 år.
4. Bore flere huller per anlæg for at undgå at overbelastning af undergrunden.
5. Reducere boreddybden fra omkring 2.700 meter (som det eksisterende geotermi-anlæg på Amager) til omkring 2.100 meter ved at bruge en anden geologisk formation.

På ovenstående baggrund fokuserer resten af dette notat på konceptet med flere små anlæg.

Tabel 1 viser nøgledata for de to koncepter.

Tabel 1 – Sammenligning af de to koncepter

	Stjerneanlæg	Flere små anlæg
Effekt fra undergrunden	64 MJ/s	10 x 10 MJ/s
Antal borehuller	11	50
Boreddybde	2.700 meter	Ca. 2.100 meter
Temperatur i undergrund	77 °C	Ca. 60 °C
Produktion pr time pr brønd	200 m ³	105 m ³
Antal boredage per hul (gns)	65	30

Metode

Til de økonomiske analyser er anvendt to modeller hhv. Balmorel og en cash flow model, som benyttes i to trin.

Balmorel er en el- og varmemarkedsmodel, der sigter mod at opfylde el- og varmebehovene billigst muligt ved at minimere de samlede produktionsomkostninger i energisystemet. Modellen beregner produktionen per anlæg samt varmeproduktionsomkostningerne (gennemsnitligt og marginalt). Ved at sammenligne to beregninger af de samlede varmeproduktionsomkostninger i Hovedstadsområdet, hhv. med og uden geotermi-anlæg, beregnes geotermi-anlæggenes samlede nytteværdi i systemet. Nyttelværdien svarer således til den besparelse, der opnås ved at indsætte en ny produktionsenhed, der erstatter produktion på anlæg med højere produktionsomkostninger. Nyttelværdien kan selvfølgelig også være negativ, hvis der i stedet er tale om et anlæg med højere produktionsomkostninger end alternativet.

Cash flow modellen beregner herefter nutidsværdi af et anlægs betalingsstrømme inkl. nytteværdien og en balanceret varmepris (varmeproduktionsomkostningen). Modellen er velegnet til at sammenligne forskellige anlægstyper og til analyser af afgifter og tilskud, fx PSO afgift og elafgift. I modsætning til Balmorel modellen kan cash flow modellen ikke optimere driften af et varmesystem med mange konkurrerende produktionsanlæg og beregne benyttelsestid for de enkelte anlæg. Netop benyttelsestiden og den afledte nytteværdi, er et vigtigt input fra Balmorel til cash flow modellen.

På baggrund af brændselsprisprognoser, afgifter, tilskud, tekniske data, antaget årlig benyttelsestid m.v. anvendes cash flow modellen til at:

- Beregne årlige omkostninger og nutidsværdi af omkostninger
- Beregne en balanceret varmepris
- Sammenligne alternative teknologier ud fra simple kriterier
- Analysere virkemidler.

Cash flow modellen har brug for følgende input data:

- Økonomi: Anlægsinvestering, tilslutningsomkostning, faste og variable D&V-omkostninger, elpris.
- Teknik: Effekt fra undergrund og an net, proces el og varmepumpe el
- Driftsstrategi: Prioriteret eller fri drift (input fra Balmorel), udetid.
- System: Omkostning ved prioriteret drift og benyttelsestid (input fra Balmorel).

Datagrundlag og forudsætninger

Business casen for de små anlæg er baseret på de tekniske data, der er vist i Tabel 2. Omkostninger er opgjort som gennemsnit for ti anlæg med i alt 115 MJ/s og er estimeret på to måder:

- *”Basisscenarium”*: Estimat er for boringer baseret på Ross’ forventning til, hvad det med baggrund i erfaringer fra olie- og gasindustrien i USA vil koste at gennemføre mange boringer som led i en udrulning af mange små anlæg. Estimat for overfladeanlæg er baseret på nuværende viden om komponentvalg og på erfaringer fra de tre eksisterende, danske geotermi-anlæg (GDA, Thisted og Sønderborg) samt det igangværende demonstrationsprojekt med store varmepumper (SVAF projektet) m.m.
- *”Up side potentiale”*: Estimat er baseret på en vurdering af mulighederne for at billiggøre investeringen i anlægget og for at opnå en billigere drift.

Det vurderes, at ti mindre geotermi-anlæg på 11,5 MJ/s placeret tæt ved CTRs og VEKS’s vekslerstationer kan etableres for i gennemsnit 210 mio.kr. Det svarer til omkring 18 mio.kr. per MJ/s leveret til varmenet.

Up-side potentiale for at billiggøre anlægget vurderes at udgøre knap 25 %.

Også for drift og vedligeholdelse af geotermi-anlægget vurderes der at være et besparelspotentiale. For de faste årlige omkostninger vurderes potentialet at være 23 %. For de variable drifts- og vedligeholdelsesomkostninger vurderes potentialet for besparelsen at være 40 %.

Det er usikkert, hvor mange boringer, der er nødvendige per anlæg for at kunne levere den forudsatte effekt fra undergrunden. Det forudsættes, at der skal laves fem boringer per anlæg, heraf to produktionsboringer og tre injektionsboringer.

Tabel 2 – Data for etablering og drift af et decentralt geotermi-anlæg på 10/11,5 MJ/s

Forudsætning	Basisscenario	Up side potentiale	Kilde	Enhed	Bemærkning til up side
Anlægsinvestering:					
Seismiske forundersøgelser	6	2	HOFOR, GEUS og ROSS	mio. kr.	Mulighed for at begrænse omfanget af de seismiske målinger, hvis undergrund viser sig at være mere homogen end forudsat
Boringer	104	84	ROSS	mio. kr.	En boringsteknisk problemfri undergrund, behov for kun en injektionsboring, leje af mere optimale og billigere borerigge
Boreplads med bassin	10	6	HOFOR	mio. kr.	Udnyttelse af eksisterende grunde med egnet belægning og plads til borerig,

					eksisterende elforsyning, kun behov for en lille buffertank
Overfladeanlæg: Geotermivandkreds	34	25	HOFOR	mio. kr.	Brug af eksisterende bygninger og grunde, mulighed for el-tilslutning. Lille partikelproduktion, filterteknologiudvikling, ingen udfældningsproblemer og gode vandledende egenskaber kan sammen med pumpeudvikling reducere anlægsstørrelse og omkostninger (filtersystem, pumper og el-system)
Overfladeanlæg: Varmepumpeanlæg	56	43	HOFOR	mio. kr.	Brug af eksisterende grunde og bygninger med el- og fjernvarmetilslutning samt masseproduktion af egnede varmepumper kan reducere omkostninger og anlægsstørrelse.
I alt	210	160		mio. kr.	Gennemsnitlig omkostning ved etablering af 10 anlæg
Drifts- og vedligeholdelse:					
Faste D&V geotermivandkreds	2,1		HOFOR	mio. kr./år	Fast bemanning og vedligehold m.m.
Faste D&V varmepumpeanlæg	0,9		HOFOR	mio. kr./år	Fast andel i servicekontrakt og andre faste
Faste D&V i alt - alternativ	3,0	2,3	HOFOR	mio. kr./år	For up side anvendes Nordhavnsrapport
Variable D&V geotermivandkreds	13,6		HOFOR	kr./MWh	Sliddeleskift og reparationer, filtre, variabel bemanning
Variable D&V varmepumpeanlæg	5,8		HOFOR	kr./MWh	Variable del i servicekontrakt og andre variable
Variable D&V i alt - alternativ	19,4	11,5	HOFOR	kr./MWh	For up side anvendes Nordhavnsrapport
Effekt af anlæg:					
Effekt fra undergrund	10	10	HOFOR	MJ/s	Ydelse baseret på antagelse om 210 m ³ /h geotermivand afkølet fra 60°C til 16°C
Effekt - leveret varme	11,5	11,5	HOFOR	MJ/s	Varme fra anlæg til net
Effekt, el til varmepumper	1,6	1,6	HOFOR	MW	El forbrugt af varmepumper
Effekt, proces el	0,5	0,5	HOFOR	MW	Elforbrug til geotermi-vand pumper
Levetid	25	30	HOFOR/ ROSS	år	Up side ligger i at anlæg slides mindre end forventet

Note: D&V inkluderer ikke elkøb. MWh er varme fra anlæg. Priser er 2016-priser.

Resultater

Business casen for stjerneanlægget i 2014 viste et nuværdi underskud over 20 år på knap 700 mio. kr. for en investering på 1.370 mio.kr.

De seneste analyser for de små anlæg er gennemført som scenarieanalyser suppleret med følsomhedsanalyser med udgangspunkt i et basisscenarie, som sammenholder nuværende viden om

geotermi-anlæg med eksisterende tilskuds- og afgiftsforhold. De øvrige scenarier er kombinationer af teknologi (nuværende teknologisk viden/up side potentiale) og analyse af en eventuel fremtidig lempelse af elafgift.

Økonomien i geotermi-anlæg er negativ, hvis vurderingen baseres på nuværende viden om de eksisterende, danske geotermi-anlæg og på de eksisterende tilskuds- og afgiftsvilkår.

Den seneste aftale om afskaffelse af PSO afgiften er medtaget og forbedrer isoleret set økonomien i geotermi, da el til varmepumpen bliver billigere.

Økonomien i geotermi kan forbedres ved lavere investeringsomkostninger og lavere D&V-omkostninger, der er vurderet som et up side. Up side potentialet er dog ikke i sig selv tilstrækkeligt til at give en positiv business case.

Resultatet af at kombinere det økonomiske up side potentiale yderligere med, at varmepumper fremover fritages for elafgift og også fremover kan opnå energisparetilskud, ses i Tabel 3.

Tabel 3 - Nutidsværdi af cash flows ved investering i ti mindre geotermi-anlæg a 11,5 MJ/s ved fjernelse af elafgift til varmepumper og mulighed for tilskud fra energibesparelser - mio.kr. (2016 priser)

Rammevilkår	Basisscenarie	Up side potentiale
Nuværende rammevilkår:	-1.160	-380
Mulig fremtidig rammevilkår: Fritagelse for elafgift og forlængelse af nuværende aftale om energibesparelser	-560	290

Forudsætningen for en positiv business case i geotermi er, som det ses, yderligere teknologisk udvikling med 25-40 % reduktion i de tungeste omkostningsposter suppleret med, at elafgiften på varmepumper reduceres væsentligt samt at der eksempelvis kan opnås energisparetilskud (jf. politisk aftale af 16. december 2016 om 'Energiselskabernes energispareindsats', aftalepunkt 3.9).

Nytteværdien af geotermi i Hovedstaden er bestemt af konkurrencen med den øvrige varmeproduktion, her udtrykt ved hvor meget driftstid geotermi-anlæggene kan få. Dette er vist i Tabel 4 for tre år: 2030, 2035 og 2040.

Tabel 4: Variabel varmepris og fuldlasttimer

Basisscenarie	2030	2035	2040	
Variabel varmepris	44	45	44	kr/GJ
Fuldlasttimer	3.400	3.900	3.600	Timer

Upside: Nuværende rammevilkår	2030	2035	2040	
Variabel varmepris	42	43	42	kr/GJ
Fuldlasttimer	4.000	4.100	3.800	Timer

Upside: Bedre rammevilkår	2030	2035	2040	
Variabel varmepris	28	28	28	kr/GJ
Fuldlasttimer	5.500	5.300	5.000	Timer

Konklusion

Det nye design med 10 mindre anlæg rummer et potentiale for en billiggørelse på omkring 25 %, således at prisen for et anlæg kan reduceres fra 18 mio. kr. til omkring 14 mio.kr. per MJ/s.

Ved etablering af et større antal nogenlunde ens geotermi-anlæg, kan der udvikles nogle billigere anlægskomponenter, herunder borer, pumper og filtersystemer.

Billiggørelsen er dog ikke alene tilstrækkelig til at gøre investeringen attraktiv for en investor. Fjernelsen af PSO afgiften skal suppleres med en helt eller delvis afskaffelse af afgiften på el til varmepumper for at skabe vilkår, som er interessante for investorer, og dette bør gøres i forbindelse med en helhedsorienteret revurdering af afgifter, tariffer og tilskud for hele energisektoren.