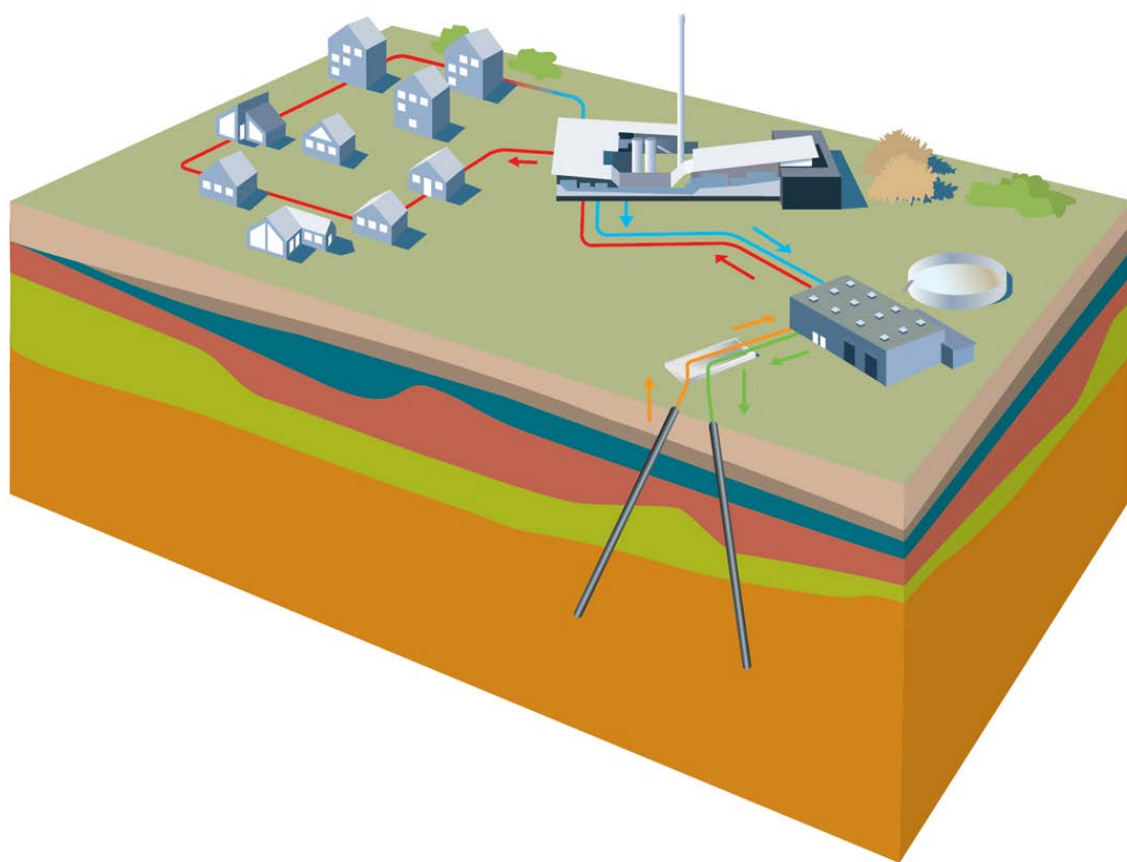


Drejbog om geotermi

Etablering og drift af geotermiske anlæg til
fjernvarmeforsyning



Projektdeltagere

Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab (projektleder)

Merkurvej 7

6000 Kolding

Kontakt: Søren Berg Lorenzen

sbl@geotermi.dk

De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland – GEUS

Øster Voldgade 10

1350 København K

Kontakt: Lars Henrik Nielsen

lhni@geus.dk

Ross Engineering

Bentzonsvej 6B

2000 Frederiksberg C

Kontakt: Lars Andersen

lars.andersen@rossengineering.dk

Grøn Energi

Merkurvej 7

6000 Kolding

Kontakt: Rasmus Bundegaard Eriksen

rbe@danskfjernvarme.dk

FORORD

Denne drejebog om etablering og drift af geotermiske anlæg til produktion af fjernvarme er udarbejdet for Energistyrelsen som en af de opgaver, der blev sat i gang efter den rundbordskonference om geotermi, som på klima-, energi- og bygningsminister Martin Lidegaards initiativ blev afholdt hos Energistyrelsen den 11. september 2012. Udarbejdelsen er finansieret af en pulje på 35 mio. kr., som i forbindelse med Energiaftalen af den 22. marts 2012 blev afsat til fremme af ny VE-teknologi (herunder geotermi) i fjernvarme.

Det er vigtigt at understrege, at der er tale om en drejebog og ikke en standard. Vi forestiller os således ikke, at de metoder og værktøjer, som vi har beskrevet i denne drejebog, er den eneste rigtige måde at gribe etablering og drift af et geotermisk anlæg an på. Det er derimod vores ambition, at drejebogen kan bruges som inspiration til udvikling og gennemførelse af konkrete projekter.

Tilsvarende er det også vigtigt for os at understrege, at anvendelse af de værktøjer og metoder, som vi har fundet plads til i denne drejebog, ikke er en garanti for et succesfuldt projekt. Tværtimod vil vi være nået langt i vores bestræbelser, hvis denne drejebog kan give fjernvarmeselskaber og andre en forståelse for kompleksiteten i geotermiske projekter. Det er vores overbevisning, at geotermiske projekter – i modsætning til mange andre projekter – altid er unikke og må tænkes igennem fra ende til anden.

Under udarbejdelsen af drejebogen har vi haft stor glæde og gavn af at sparre med en følgegruppe bestående af:

- Jan Elleriis, CTR
- Lars Toft Hansen, Thisted Varmeforsyning
- Jørgen Johannsen, Sønderborg Fjernvarme
- Johnny Pedersen, Tønder Fjernvarme

Vi skylder stor tak til følgegruppens medlemmer for værdifulde input undervejs.

København, 21. januar 2014

Grøn Energi

De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland – GEUS

Ross Engineering

Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab

INDHOLD

Forord.....	2
Indhold.....	5
1 Indledning og baggrund	7
1.1 Geotermi i et historisk perspektiv	7
1.2 Den danske undergrund	10
1.3 Det geotermiske koncept	15
2 Geotermi vs. anden fjernvarmeproduktion	17
2.1 Investerings- og risikoprofil	17
2.2 Komplexitet og varighed	19
2.3 Miljø- og klimapåvirkning	20
3 Geotermi – Fra vugge til grav	22
3.1 Generelt om udviklingen af et geotermiprojekt	22
3.2 Idéfase	23
3.3 Projektudvikling	24
3.4 Supplerende seismiske undersøgelser	28
3.5 Boringer	32
3.6 Overfladeanlæg	50
3.7 Drift	65
3.8 Nedlukning	66
4 Usikkerheder	67
4.1 Risikovurdering og -styring	67
4.2 Grænsefladestyring	76
4.3 Geologiske efterforskningsrisici	80
4.4 Usikkerheder og risici i geotermiprojektets faser	86
4.5 Idéfase og projektudvikling	87
4.6 Seismiske undersøgelser	88
4.7 Boringer	90
4.8 Overfladeanlæg	92
4.9 Drift	97
5 Økonomi.....	103
5.1 Anlægsbudgetter.....	103

5.2	Finansiering	107
5.3	Driftsøkonomi	108
6	Kontraktstrategi	114
6.1	Kontraktformer.....	114
6.2	Projektudvikling og seismiske undersøgelser	116
6.3	Borearbejdet.....	117
6.4	Overfladeanlæg	119
7	Lovgivning og myndighedskrav	121
7.1	Undergrundsloven.....	122
7.2	Lov om Varmeforsyning	127
7.3	Planloven.....	128
7.4	Miljølovgivning	131
7.5	Byggetilladelser	132
8	Organisation.....	133
8.1	Rettighedshaveren	133
8.2	Operatøren.....	134
8.3	Ansvarsforhold for fjernvarmeværkets bestyrelse og medarbejdere.....	137
8.4	Beslutningskompetence.....	137
8.5	Generiske organisationsdiagrammer.....	141
9	Projektplan	161
9.1	Generisk Tidsplan	161
10	Ordliste	170
11	Referencer.....	171

1 INDLEDNING OG BAGGRUND

Dette kapitel redegør for den historiske og geologiske baggrund for geotermi i Danmark og sætter således scenen for resten af drejebogen.

1.1 GEOTERMI I ET HISTORISK PERSPEKTIV

Hver eneste dag, året rundt strømmer geotermisk varme fra jordens indre ud mod overfladen og videre ud i det iskolde verdensrum. I områder med vulkansk aktivitet som fx Island, Italien og Tyrkiet findes høje temperaturer nær overfladen. I andre områder som fx Danmark stiger undergrundens temperatur derimod med ca. 25–30 °C pr. kilometer. Derfor ligger temperaturen i 1-3 kilometers dybde på ca. 40–80 °C. Selvom udnyttelsen af den geotermiske energi derfor ikke er så oplagt som i fx Island blev interessen for denne nationale vedvarende energiresource alligevel vakt i forbindelse med energikriserne i 1970'erne.

OLIEKRISERNE I 1970'ERNE

Under indtryk af tiårets oliekrise i 1970'erne opstod et behov for sikring af energiforsyningen til det danske samfund, og i slutningen af 1970'erne blev det geotermiske potentiale i Danmark undersøgt og kortlagt af det daværende DGU (Danmarks Geologiske Undersøgelse; nu De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland – GEUS) i samarbejde med Risø, Århus Universitet og Dansk Olie og Naturgas (DONG) på baggrund af et initiativ fra det daværende Handelsministerium. Samarbejdet resulterede i en landsdækkende kortlægning, som blev sammenstillet og udgivet af DGU i 1981 (Michelsen, 1981).

I 1976 finansierede Handelsministeriet endvidere den første geotermiske produktionstest af geotermisk vand i Danmark. Testen blev foretaget i sandsten tilhørende Gassum Formationen i ca. 2 kilometers dybde i Oddesund-1 boringen i Nordvestjylland. Boringen blev udført af DUC-gruppen som en konventionel olieefterforskningsboring, hvori der efter afslutning af borearbejdet blev udført en produktionstest i ca. 8 timer for ministeriets regning. Testen var yderst positiv og viste, at formationen kunne producere store mængder varmt vand.

DONG OG THISTED-VÆRKET

I 1978 fik DONG tildelt en landsdækkende eneretskoncession til udnyttelse af geotermisk varme. På baggrund af ovennævnte kortlægning gennemførte DONG tre dybe boringer, Aars-1 og Farsø-1 i Himmerland og Thisted-2 i Thy i årene 1979 til 1982. Formålet var at finde vand med temperaturer over 100 °C, så varmen kunne overføres til et fjernvarmenet ved direkte varmeveksling. Varmt vand med temperaturer over 100 °C blev fundet, men boringerne skuffede alligevel, idet de dybtliggende reservoirer i ca. 2,9–3,1 kilometers dybde viste sig at have for dårlige vandledende egenskaber.

I Thisted viste det sig imidlertid, at sandsten, som ligger nærmere overfladen, har gode vandledende egenskaber men naturligvis også en væsentligt lavere temperatur på ca. 43 °C. Endnu en boring blev boret, og Danmarks første geotermiske anlæg tages i brug i 1984. Dette anlæg har siden 1984 produceret fint, og

efter en udvidelse i 2000 planlægges anlægget nu udvidet med endnu en boring.

Ligeledes som en udløber af oliekriserne ønskede EU-kommissionen et overblik over medlemslandenes geotermiske ressourcer, og DGU/GEUS bidrog derfor i slutningen af 1980'erne til kortlægningen af det geotermiske potentiale i Europa. EU's geotermiske atlas er siden blevet opdateret i 2002 og dokumenterer et betydeligt potentiale for geotermi i Europa.

ENERGI 21

I 1996 fremlagde den daværende regering en national energiplan kaldet "Energi 21" (Energi 21, 1996), som bl.a. havde til formål at mindske Danmarks afhængighed af fossile brændsler og importen af energi samt at reducere udslippet af drivhusgasser. Øget brug af vedvarende energi var en hjørnesten i denne energiplan, ligesom det har været i efterfølgende nationale energiplaner. Som opfølgning på "Energi 21" udførte GEUS i samarbejde med DONG og Energistyrelsen en revurdering af det geotermiske potentiale i Danmark i lyset af ny viden og nye teknologier. Revurderingen blev fremlagt i 1998 og pegede på et betydeligt geotermisk potentiale i store dele af landet, som kunne medvirke til at opnå målsætningerne i "Energi 21".

HOVEDSTADSOMRÅDETS GEOTERMISKE SAMARBEJDE

I forlængelse af dette arbejde valgte DONG i samarbejde med det daværende Sjællandske Kraftværker (senere en del af Energi E2) og de tre store fjernvarmeselskaber i Hovedstadsområdet – CTR, VEKS og KE (nu HOFOR) – at gå videre med planlægningen af et demonstrationsanlæg, og Hovedstadsområdets Geotermiske Samarbejde (HGS) blev etableret. Efter indsamling og tolkning af seismiske data i Hovedstadsområdet i 2000 blev det besluttet at etablere et demonstrationsanlæg ved Amagerværket, og den første brønd blev boret og testet i 2002. Boringen påviste to potentielle reservoirer, hvoraf det dybest liggende reservoir i Bunter Sandsten Formationen blev valgt som mål for den efterfølgende boring, der blev udført og testet i 2003. De vandledende egenskaber viste sig at være acceptable, og anlægsarbejdet blev påbegyndt i 2004. Demonstrationsanlæggets geotermiske produktion begyndte i 2005 fra Bunter Sandsten Formationen i ca. 2,6 kilometers dybde, hvor reservoirtemperaturen er ca. 73 °C.

SØNDERBORG

Ligeledes som opfølgning på revurderingen fra 1998 og som et led i DONG's fortsatte efterforskningsaktiviteter gennemførte GEUS i samme periode indledende geologiske vurderinger flere steder i landet, bl.a. i Sønderborg.

I 2005 indledte DONG og Sønderborg Fjernvarme mere konkrete drøftelser med henblik på etablering af et geotermisk anlæg. Efter yderligere geologiske analyser blev der i 2007 indsamlet nye seismiske data på Als nord og øst for Sønderborg til supplerende af de ældre data i området. På baggrund heraf blev der i 2008-2010 planlagt og udført to geotermiske boringer, som påviste et reservoir i

Gassum Formationen i ca. 1,2 kilometers dybde med ca. 48 °C varmt vand. Det blev derfor besluttet at etablere et geotermisk anlæg, som begyndte at producere fjernvarme i foråret 2013.

ØGET INTERESSE OG NYE INITIATIVER

DONG's oprindelige eneretstilladelse fra 1978, som dækkede hele det danske landområde, blev erstattet af en ny i 1983 i forbindelse med indvindingstilladelsen i Thisted. Af eneretstilladelsens vilkår fremgik det, at DONG skulle tilbagelevere 1/3 af tilladelsens areal i 1993, 2003 og 2013. Undtaget herfra var områder, hvor der i tilladelsesperioden var etableret geotermiske anlæg. I 2010 solgte DONG sin andel af projektet i Sønderborg til Sønderborg Fjernvarme og valgte samtidig at aflevere hovedparten af de resterende arealer i 1983-tilladelsen tilbage før tid. Året efter solgte DONG også sin andel af det geotermiske anlæg i Thisted til Thisted Varmeforsyning, hvilket betyder, at DONG's engagement i geotermi i dag er reduceret til en andel af HGS-tilladelsen.

Samtidig med, at DONG således har reduceret sit engagement i geotermien, har interessen for udnyttelse af geotermisk energi været stigende blandt de danske fjernvarmeværker. Dette skyldes bl.a. etableringen af de geotermiske anlæg i Thisted, på Amager og i Sønderborg, nye forskningsresultater, øget fokus på forsynings sikkerhed og brug af alternative energiformer, fortsat stigende brændselspriser samt et politisk ønske om at reducere Danmarks CO₂-udslip. For at stimulere interessen yderligere udarbejdede Energistyrelsen sammen med GEUS i 2009 en omfattende revurdering af det geotermiske potentiale i Danmark baseret på de nyeste resultater inden for forskning og efterforskningsaktiviteter (Mathiesen, 2009). Revurderingen bekræftede, at den danske undergrund indeholder meget store geotermiske ressourcer, som kan bidrage afgørende til produktionen af fjernvarme i store dele af landet.

Fjernvarmeværkernes stærkt forøgede interesse for geotermi er blandt andet udmøntet i et antal nye geotermiske eneretstilladelser i Nord-, Midt- og Sønderjylland, på Sjælland og Bornholm. Ligeledes er en række nye efterforskningsaktiviteter i form indsamling af nye seismiske data og opstilling af lokale geologiske modeller gennemført siden 2010.

For at imødekomme fjernvarmeværkernes store interesse for geotermi har Energistyrelsen i de senere år tilpasset procedurerne for godkendelse af efterforskningsaktiviteter. Energistyrelsen har således defineret en fast ansøgningsprocedure for geotermi tilladelser og har udarbejdet en modeltilladelse for geotermi.

Også som følge af DONG's reducerede engagement i geotermi opstod der et behov for at fastholde de indhøstede erfaringer og kompetencer vedrørende efterforskning, etablering og drift af geotermiske anlæg. Derfor besluttede Dansk Fjernvarme i samarbejde med en række fjernvarmeselskaber med interesser inden for geotermi i januar 2011 at etablere Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab med det formål at sikre sine medlemmer adgang til viden og erfaringer med etablering og drift af geotermiske anlæg til fjernvarmeproduktion.

Som en direkte udløber af energiforliget i marts 2012 afholdt klima-, energi- og bygningsministeren en konference i september 2012 med deltagelse fra de centrale aktører på området. På konferencen blev der bl.a. fremsat forslag til en række nye initiativer, alle med det formål at understøtte en øget udnyttelse af

den geotermiske energi. Et af disse initiativer er udarbejdelsen af denne drejbog.

FREMTIDIGE PERSPEKTIVER

Den danske undergrund indeholder en række potentielle geotermiske reservoirer, og det er vurderingen, at geotermi kan komme til at spille en væsentlig rolle i den danske fjernvarmeforsyning.

Der findes dog også en række andre mulige anvendelser af varmen i undergrunden, herunder produktion af el ved hjælp af meget dybtliggende reservoirer (over 3 kilometers dybde) med høje temperaturer samt produktion af varme fra grundvandet og de overfladenære geologiske lag (0-500 meters dybde). Endelig er der teoretisk set også mulighed for at anvende de geotermiske reservoirer til sæsonlagring af varme (og indirekte også el), hvilket potentielt set rummer nogle yderst interessante perspektiver.

Disse andre teknologier og anvendelsesmuligheder ligger imidlertid uden for rammerne af denne drejbog og omtales ikke yderligere her.

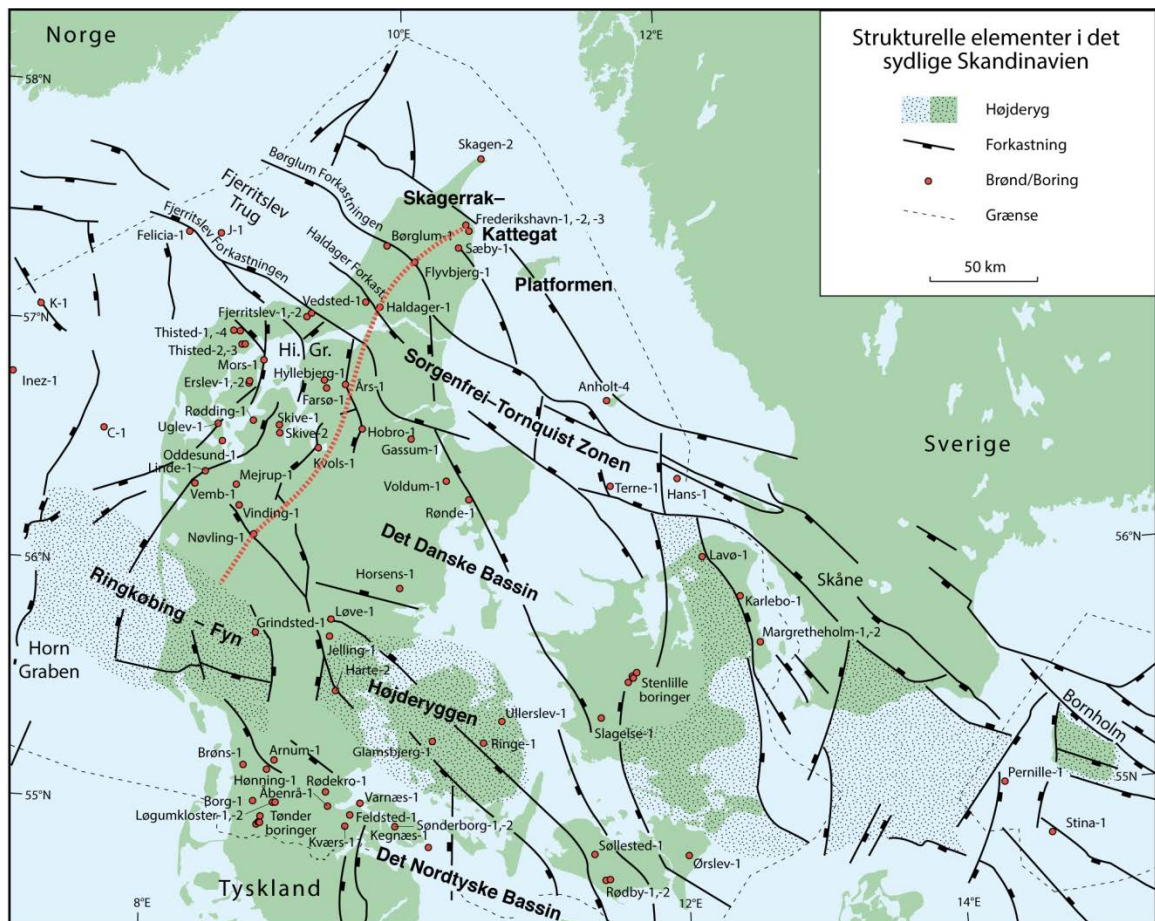
1.2 DEN DANSKE UNDERGRUND

Forudsætningen for indvinding af geotermisk varme i Danmark er, at de rette geologiske forhold er til stede. Det kræver derfor en grundig undersøgelse af undergrunden, før der kan træffes beslutning om at etablere et geotermisk anlæg inklusiv borer, og de geologiske forhold udgør da også den største usikkerhedsfaktor i det typiske geotermiske projekt.

Danmarks undergrund består af grundfjeld hvorpå der gennem de sidste ca. 600 mio. år er aflejret erosionsprodukter (sedimenter) fra bl.a. de norske og svenske fjelde. Den overordnede opbygning af undergrunden er nogenlunde velkendt takket være de dybe borer og seismiske undersøgelser, der er udført som følge af tidligere aktiviteter inden for olie-/gas-efterforskning, geotermiske undersøgelser, naturgaslagring, salt-prospektering mm. På lokalt niveau er der imidlertid stor forskel på kendskabet til undergrunden.

Danmarks undergrund er opbygget af adskillige overordnede strukturelle elementer. De vigtigste af disse i det danske land- og nærkystområde ses på **Fejl!** **Henvisningskilde ikke fundet.** og omfatter (fra nord mod syd):

- Skagerrak-Kattegat Platformen
- Sorgenfrei-Tornquist Zonen
- Det Danske Bassin (som er en del af det Norsk-Danske Bassin) Ringkøbing-Fyn Højderyggen
- Det Nordtyske Bassin



Figur 1: De væsentligste strukturelle elementer i det sydlige Skandinavien inklusive Det Danske Bassin, Sorgenfrei-Tornquist Zonen, Skagerrak-Kattegat Platformen, Ringkøbing-Fyn Højderyggen og den nordligste del af Det Nordtyske Bassin. Placeringen af det geologiske profilsnit, der er vist i Figur 2, er markeret med en rød linje.

Det Danske Bassin dækker hovedparten af det danske landområde og de indre farvande og er karakteriseret af en op til 9 km tyk sedimentær lagpakke, som mange steder er påvirket af NV/SØ-gående forkastninger. Dette gælder specielt i Sorgenfrei-Tornquist Zonen, som er en blokforkastet zone, der strækker sig fra Skagerrak over Nordjylland, gennem Kattegat, dele af Øresund og Skåne til Bornholm. Mod nord og nordøst hæver grundfjeldet sig på Skagerrak-Kattegat Platformen, som danner en overgang fra sedimentbassinet til grundfjeldet i Norge og Sverige.

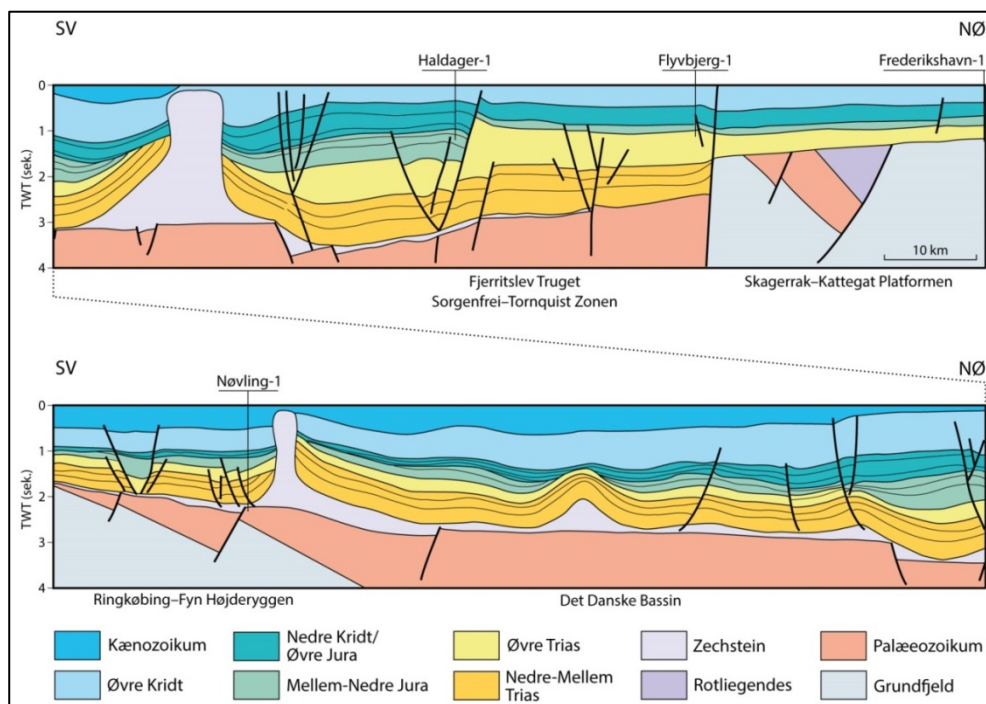
Mod syd findes Ringkøbing-Fyn Højderyggen, som består af en række relativt højtliggende grundfjeldsblokke, der adskiller det Danske Bassin fra det Nordtyske Bassin. Henover højderyggen er sedimenternes tykkelse reduceret til omkring 1 km. Længere mod syd findes den danske del af det Nordtyske Bassin, som dækker Sønderjylland, dele af Smålandshavet og Lolland-Falster området. Her er den sedimentære lagpakke op til 3–4 km tyk.

Sedimenterne i de Danske og Nordtyske Bassiner består af vekslende lag af saltaflejringer, lersten, sandsten og kalksten. Disse variationer afspejler, at betydelige

ændringer i aflejningsmiljøet har fundet sted gennem de flere hundrede millioner år, som de sedimentære lagserier i bassinerne repræsenterer. Eksempelvis har områderne i perioder været dækket af hav, hvori der blev aflejret marint ler i de dybe dele af bassinerne og kystsand langs bassinernes rande. Til andre tider har bassinerne været vidt udstrakte flodsletter, hvor grovkornet sand, tilført fra det skandinaviske grundfjeldsområde, blev aflejret i flodløb side om side med aflejringen af finkornet sand og mudder i lavvandede søer på flodsletten.

I perioder har bassinerne endvidere været præget af stor indsynkning, mens andre perioder har været præget af regional hævnning, som førte til udbredt erosion af store dele af bassinerne, specielt henover de strukturelle højderygge. Bevægelser i de aflejrte saltlag har desuden sat sit kraftige præg i dele af bassinerne i form af paddehatteformede salt diapirer og -domer, der fra den dybe undergrund er trængt op igennem eller har løftet de overliggende sedimentære lag, ofte ledsaget af forkastningsaktivitet.

Variationerne i undergrundens strukturelle opbygning kan illustreres med geologiske profilsnit, der er konstruerede lodrette snit gennem undergrunden. Et eksempel på et sådant tværsnit er vist i Figur 2, som viser undergrundens overordnede opbygning gennem det midt- og nordjyske område.



Figur 2: Skematisk geologisk profilsnit gennem det midt- og nordjyske område gående fra Ringkøbing-Fyn Højderyggen i sydvest (nederste venstre del af profilet) til Skagerrak-Kattegat Platformen i nordøst (øverste højre del af profilet). Profilsnittet viser udstrækningen og kontinuiteten af de overordnede geologiske lagserier i undergrunden og variationer som følge af forkastninger og salt-tektonik. Bemærk hvordan bevægelse af Zechstein salt nogle steder har skabt bløde buler i de overliggende sedimenter (saltpuder) eller har gennemtrængt den overliggende lagserie (salt-diapirer). Placeringen af det geologiske profilsnit er vist på strukturkortet i Figur 1.

GEOLOGISKE FORUDSÆTNINGER FOR UDNYTTELSE AF GEOTERMI

Når man skal etablere et geotermisk anlæg, er det afgørende, at et (eller flere) geotermisk reservoir(er) med de rette egenskaber er til stede i det rette dybdeinterval. Reservoirer bestående af sandsten er i udgangspunktet interessante, idet der mellem sandkornene findes større eller mindre hulrum kaldet porer. Porøsiteten er defineret som porernes andel af det samlede volumen. Porerne er vigtige, da de giver plads til det geotermiske vand. Under de rette betingelser står porerne desuden mere eller mindre i forbindelse med hinanden, således at det geotermiske vand kan strømme mellem porerne. Denne egenskab betegnes som sandstens permeabilitet. Derudover skal sandstensreservoiret have en passende tykkelse og udbredelse. Herved sikres det, at tilstrækkelige mængder varmt vand kan hentes op fra og injiceres tilbage til reservoiret.

Andre sedimenter som fx lersten er bygget op på andre måder og har væsentligt lavere porøsiteter og permeabiliteter. Disse sedimenter er derfor ikke interessante i forhold til indvinding af geotermisk energi, da vand ikke umiddelbart kan strømme igennem dem.

Endeligt er det vigtigt, at geotermianlæggets produktions- og injektionsboringer kan stå i passende afstand fra hinanden i reservoiret og stadig have hydraulisk kontakt med hinanden gennem reservoiret. I området mellem produktions- og injektionsboringen må der derfor ikke være større forkastninger, som niveaumæssigt bryder reservoiret så meget, at der kun er delvis eller slet ingen forbindelse hen over reservoiret. Forkastninger er brudflader i jordskorpen, som har forårsaget at oprindeligt sammenhængende lag er blevet forskudt i forhold til hinanden. Dette er sket som følge af, at spændinger i jordskorpen har oversteget bjergarternes sammenhængskraft.

Som tidligere nævnt stiger undergrundens temperatur med ca. 25–30 °C pr. kilometer. Sandstensreservoiret skal derfor ligge så dybt, at temperaturen er høj nok til, at der er økonomi i at indvinde energi fra det. Omvendt må reservoiret ikke ligge så dybt, at det går ud over reservoiregenskaberne. Både porøsiteten og særligt permeabiliteten falder nemlig med dybden på grund af trykket fra de overliggende aflejringer og de stigende temperaturer, som forårsager kemiske udfældningsprocesser, der helt eller delvist udfylder porerummene i sandstenerne. Som en generel tommelfingerregel giver dybdeintervallet 800–3.000 m et godt kompromis mellem sandstensreservoirets temperatur og vandledende egenskaber.

Det vil endvidere være vigtigt at have kendskab til den kemiske sammensætning af det vand, som skal hentes op fra sandstensreservoiret for at kunne vurdere risikoen for afgangning, udfældninger, korrosion mv. Vandkemien vil derfor normalt

være styrende for hvilke materialer og komponenter, der skal anvendes til det geotermiske anlæg. Desuden kan vandkemien gøre det nødvendigt at beskytte anlægget mod indtrængende ilt eller at fortynde det geotermiske vand med ferskvand for at undgå udfældning af salte og andre mineraler.

GEOLOGISKE DATA

De væsentligste geologiske data, der giver information om Danmarks dybe undergrund, udgøres af data fra eksisterende dybe borer og seismiske undersøgelser. Størstedelen af disse data er indsamlet over en længere årrække i forbindelse med olie-/gasefterforskning og på land i mindre omfang også i forbindelse med undersøgelser af mulighederne for deponering af gas (naturgas og CO₂) og indvinding af geotermisk energi.

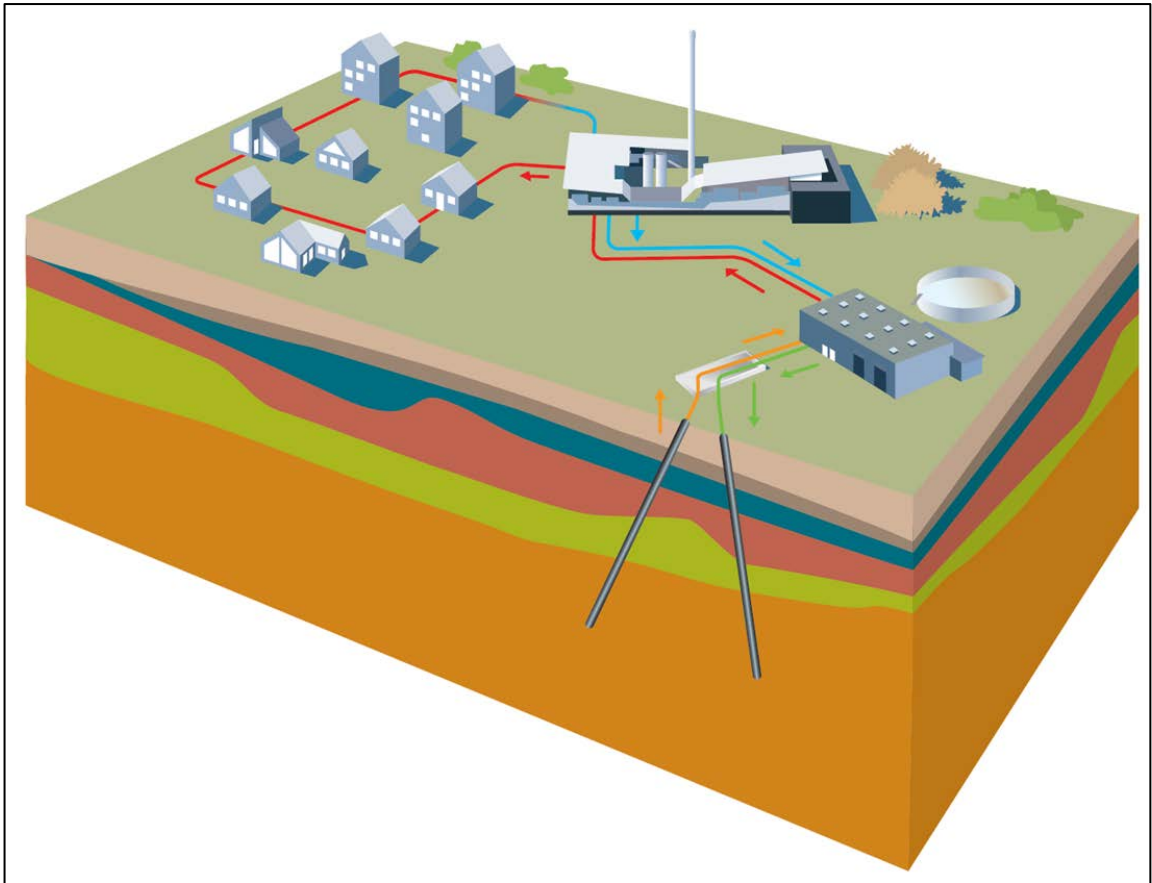
Boringerne giver et mere eller mindre detaljeret billede af geologien i et lille område omkring borehullet, herunder dybden og tykkelsen af de forskellige lag. Boringerne kan desuden bidrage med information om reservoirets kvalitet (fx lagdeling, heterogenitet, porøsitet og permeabilitet), reservoirets temperatur samt porevæskens kemi.

De seismiske data kan sammen med data fra borerne anvendes til at give et billede af lagenes udbredelse (dybde og tykkelse) i et større område. Seismiske data bidrager desuden til at vurdere, om reservoiret er opbrudt af forkastninger. De seismiske data giver derimod ingen eller kun begrænset (indirekte) information om lagenes kvalitet (porøsitet, permeabilitet, mv.),

Kendskabet til den danske undergrund – både nationalt, regionalt og lokalt – er opnået ved at kombinere information fra borerne og de seismiske undersøgelser. På den baggrund er det muligt at udarbejde geologiske oversigter og modeller. Disse geologiske modeller kan blandt andet anvendes til at vurdere undergrundens beskaffenhed i områder, hvor data er sparsomme og/eller mangelfulde. Vurderingen af det geotermiske potentiale vil dog typisk være behæftet med større eller mindre usikkerheder, da de eksisterende geologiske data som regel kun kan give et grovkornet billede af undergrunden. Dette skyldes, at datatætheden og kvaliteten af geologiske data mange steder i landet er begrænset.

1.3 DET GEOTERMISKE KONCEPT

I denne drejebog tages der udgangspunkt i det såkaldte dublet-koncept, som er udviklet i Frankrig og anvendt i de tre geotermiske anlæg i Thisted, på Amager og i Sønderborg.



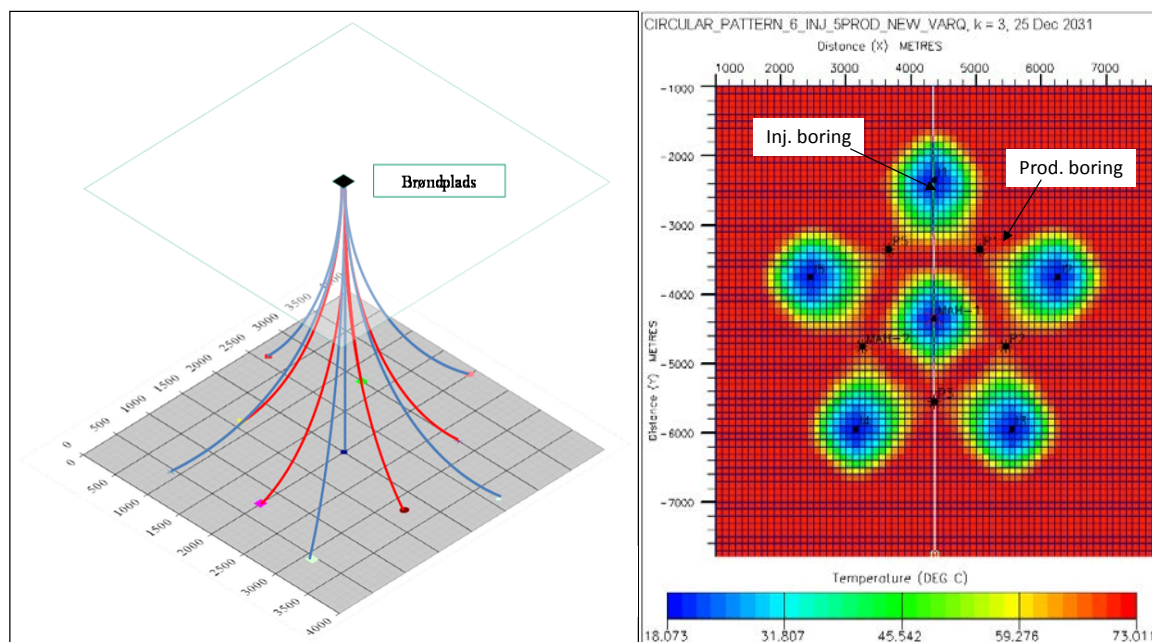
Figur 3: Princippet i det geotermiske dublet-anlæg (illustration udlånt af Sønderborg Fjernvarme).

Betegnelsen dublet-anlæg hentyder til, at anlægget er baseret på to borer til reservoiret. Fra den ene boring (kaldet produktionsboringen) oppumpes geotermisk vand, som findes naturligt i reservoiret. Energien i det oppumpede geotermiske vand overføres i varmevekslere og/eller varmepumper til fjernvarmevandet, som cirkuleres ud til fjernvarmebrugere.

Det afkølede geotermiske vand injiceres tilbage i det reservoir, som det kom fra, eventuelt ved hjælp af en injektionspumpe.

Selvom der i denne drejebog er taget udgangspunkt i dublet-anlægget kan de metoder og betragtninger, som præsenteres heri godt bruges i forbindelse med anlæg med flere borer. Det skal dog bemærkes, at kompleksiteten alt andet lige stiger med antallet af borer, så der kan være yderligere forhold, som må overvejes nøje i anlæg med 3 eller flere borer.

I større fjernvarmeområder kan et større anlæg med op til 11 borer arrangeret i 2 koncentriske cirkler være relevant:



Figur 4: 11 geotermiske brønde i en såkaldt stjernekonfiguration (illustrationer: HGS/DONG Energy).

Ud over, at der må forventes at være en række økonomiske stordriftsfordele under både anlægetableringen og driften, er der også en række driftsmæssige forhold, som er værd at bemærke.

For det første fremgår det af figuren oven for, at det ulige antal brønde er fordelt med 5 produktionsbrønde og 6 injektionsbrønde. Baggrunden for dette er, at flaskehalsen i denne type anlæg oftest er injektionen. Det er med andre ord nemmere at pumpe vandet op, end det er at presse det tilbage i reservoiret. Den ekstra brønd gør derfor normalt mere gavn til injektion end til produktion.

For det andet giver konfigurationen med de to koncentriske cirkler en ret jævn og grundig indvinding af den geotermiske varme, hvilket ses af udbredelsen af kuldefronterne omkring de seks injektionsboringer. Den indbyrdes påvirkning mellem brøndene forudsætter dog samtidig, at der er foretaget grundige prøve-pumpninger og reservoirsimuleringer.

Endelig giver de mange brønde muligheder for at tage brønde eller brønd par ud af drift eller sætte dem ind igen, hvilket forbedrer det samlede anlægs reguleringsmuligheder og gør det muligt at fortsætte – helt eller delvist – at fortsætte produktionen, mens der foretages udsyring, oprensning eller andre arbejder i en brønd.

2 GEOTERMI VS. ANDEN FJERNVARMEPRODUKTION

Dette kapitel redegør for nogle af de forskelle, der er mellem etablering og drift af geotermianlæg og andre anlæg til produktion af fjernvarme. Endvidere beskrives geotermiens miljømæssige egenskaber

2.1 INVESTERINGS- OG RISIKOPROFIL

Et geotermianlæg adskiller sig fra de fleste andre fjernvarmeproduktionsanlæg ved, at en forholdsvis stor del af levetidsomkostningerne ligger i anlægsfasen. Når anlægget først er bygget og sat i drift, vil udgifterne til at drive og vedligeholde det typisk være betydeligt lavere end andre anlæg til produktion af fjernvarme. Dette skyldes primært, at der ikke er udgifter til indkøb af et brændsel. Tabellen neden for viser et eksempel på størrelsesordenen for investeringer og driftsudgifter for geotermi og to andre typiske fjernvarmekilder.

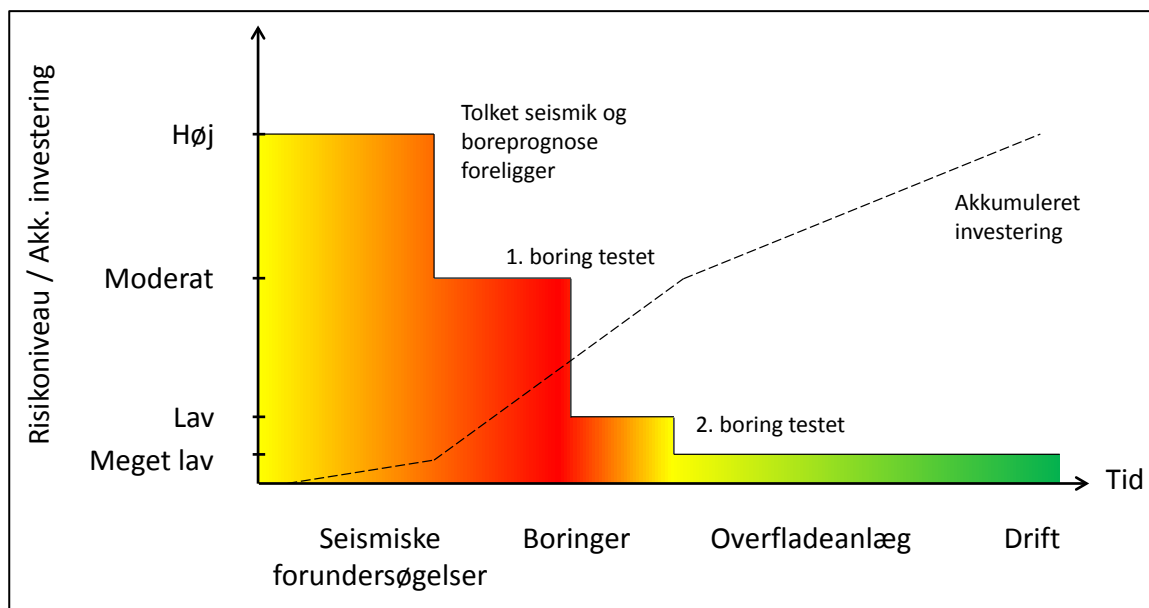
FJERNVARMEKILDE	INVESTERING ²⁾	DRIFT INKL. BRÆNDSLER, EL OG AFGIFTER
	[mio. kr./MW]	[kr./MWh]
Geotermi	~ 13,5	~ 100 ¹⁾
Gaskedel	~ 0,75	~ 400-500
Biomassekedel	~ 6	~ 200-300

1) Ved 70 °C reservoirtemperatur, 7.000 ækvivalente fuldlasttimer pr. år og med absorptionsvarmepumpe

2) Energistyrelsens teknologikatalog (Energistyrelsen, 2012)

Det skal selvfølgelig understreges, at udgifterne til etablering og drift af et konkret anlæg afhænger af en lang række forhold. For et geotermianlæg afhænger økonomien blandt andet af dybden til og kvaliteten af det geotermiske reservoir samt evt. også muligheden for at udnytte drivvarme fra andre anlæg til drift af absorptionsvarmepumper. Se også kapitel 5.

Udover at omfatte relativt store investeringer, er usikkerhederne og dermed risiciene også forholdsvis store i de tidligste faser af et typisk geotermisk projekt, fordi det geologiske potentiale som regel først kendes med rimelig sikkerhed, når den første boring er udført og testet. Derimod er risikoen i driftsfasen lav, idet fjernvarmeproduktionen og økonomien ikke påvirkes direkte af stigninger i brændselspriser. Dette er illustreret i Figur 5.



Figur 5: Stiliseret risikoprofil for et geotermianlæg (Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, 2011); se også Figur 30.

Det viste risikoprofil er i kontrast til fx et naturgasfyret kraftvarmeanlæg, der er relativt billigt og sikkert at etablere, men har højere og mere uforudsigelige driftsudgifter, særligt set over anlæggets samlede levetid.

Fra fjernvarmeselskabets synspunkt kan et geotermianlæg derfor være med til samlet at give en afbalanceret risikoprofil, der kan tilføre en vis sikkerhed mod stigninger i varmeprisen ved stigende brændselspriser.

Det er selvfølgelig nødvendigt, at der kan stilles risikovillig kapital til rådighed for efterforskningen, at der kan opnås en tilstrækkelig afdækning af de forskellige risici i anlægsfasen, samt at finansieringen af anlægsinvesteringen kan ske på fornuftige vilkår. Den praktiske risikovurdering og -styring er nærmere behandlet i kapitel 4, mens afdækningen af de resterende risici falder uden for rammerne af denne drejebog. Der henvises i stedet for til den analyse af forskellige metoder til risikoafdækning, som Energistyrelsen har fået udarbejdet i 2013.

Risikoprofilen ved forskellige fjernvarmekilder kan principielt sammenlignes som vist nedenfor.

FJERNVARMEKILDE	ØKONOMISK RISIKO IFM. INVESTERINGEN	ØKONOMISK RISIKO IFM. DRIFTEN
Geotermi	Høj	Middel-lav
Naturgas	Lav	Høj
Biomasse	Lav – middel	Middel – høj

Da geotermianlæggets faste drifts- og finansieringsomkostninger er forholdsvis høje sammenlignet med de variable driftsomkostninger, opnås den mest økonomiske drift med det højest mulige antal årlige driftstimer. Selvom fjernvarmeproduktionen fra geotermianlægget kan reguleres – typisk mellem 20 og 100 % af fuldlast – kan hyppige start og stop af anlægget være teknisk problematiske, særligt hvis der på grund af vandkemien er risiko for udfældninger. Geotermianlæg egner sig derfor både teknisk og økonomisk bedst som en stabil grundlastforsyning med et højt antal fuldlasttimer.

2.2 KOMPLEKSITET OG VARIGHED

Udvikling, etablering og drift af geotermiske anlæg stiller krav om kompetencer på mange fagområder, som ligger langt fra de kompetencer, der kræves ved etablering af fjernvarmenet og anden fjernvarmeproduktion. Da projekterne samtidig er forholdsvis store og risikobetonede, vil det oftest være nødvendigt for fjernvarmeselskabet at opsøge de relevante faglige kompetencer. Dette gælder for eksempel de neden for nævnte områder.

Eksempler på
fagområder og
kompetencer
relevante i
forbindelse med
geotermi

- Stratigrafi og reservoirgeologi
- Geofysik og seismiske undersøgelser
- Planlægning og udførelse af geotermiske borer
- Usikkerheds- og risikovurderinger
- Projektlejelse i store anlægsprojekter
- Vandkemi
- Miljøvurdering af udledninger af geotermisk vand
- Etablering og drift af procesanlæg med potentielt meget korrosive væsker

Det er af stor betydning, at fjernvarmeselskabet etablerer en hensigtsmæssig organisation og beslutningsstruktur for projektet. Under borefasen vil der for eksempel være behov for hurtigt at kunne træffe beslutninger med store økonomiske konsekvenser. Se også kapitel 7.

Etableringen af et geotermisk anlæg er desuden kompleks alene på grund af omfanget. Der er ofte tale om en meget stor investering for det enkelte fjernvarmeværk, og med den store investering følger typisk et omfang og antal af kontrakter, som ligger ud over, hvad fjernvarmeselskabets normalt er vant til at håndtere. Der er derfor et stort behov for, at særligt direktion og bestyrelsen i fjernvarmeværket løbende forholder sig struktureret og kritisk til projektet for at undgå, at det kører af sporet. Et fejlslagent projekt af denne størrelse vil typisk være en meget alvorlig sag for de fleste fjernvarmeværker.

Endelig tager det typisk relativt lang tid (5 år eller mere) at etablere et geotermisk anlæg. Det er derfor væsentligt, at fjernvarmeselskabet gennem hele projektet er i stand til at holde sig de overordnede mål med projektet for øje. Sker der en suboptimering i en bestemt fase (fx boringen af de geotermiske brønde) eller tilpasses projektet ikke løbende de ændringer i rammevilkår – eksterne såvel som interne – som måtte opstå, er der en fare for, at det geotermiske anlæg i sidste ende ikke lever op til forventningerne.

At kunne bevare en rød tråd igennem et langt projekt, som involverer mange højt specialiserede fagområder, fastholde overblikket og sikre en løbende tilpasning og optimering af det samlede projekt, stiller således ganske store krav til fjernvarmeselskabet.

2.3 MILJØ- OG KLIMAPÅVIRKNING

Geotermisk varme kommer fra jordens indre og er dermed i realiteten vedvarende energi, da ressourcerne er så store, at de i praksis ikke udtømmes. Geotermiboringerne placeres typisk sådan, at der vil gå mange år (fx 20-30 år), før temperaturen i produktionsboringen begynder at falde – og da kun langsomt, hvorved indvindingen af geotermisk energi vil kunne fortsætte i mange år endnu. I modsætning til andre vedvarende energikilder som solvarme og vindkraft kan geotermien produceres uafhængig af årstiden og vejret.

Geotermisk varme er som udgangspunkt CO₂-neutral og påvirker ikke miljøet ud over en eventuel udledning af saltvand i forbindelse med test, oprensning og opstart af boringerne. Der vil dog være et vist el-forbrug forbundet med især op-pumpning og injektion af vand fra det geotermiske reservoir, ligesom driften af varmepumpeanlæggene kræver tilførsel af energi fra andre kilder, enten i form

af el eller i form af hedtvand/damp. Der vil typisk være en indirekte emission af CO₂ knyttet til forbruget af el og eventuelt også anden drivenergi.

CO₂-udledning og andre emissioner til luften fra produktionen af geotermisk energi afhænger altså af valget af varmepumpeteknologi, herunder evt. drivvarmekilde til absorptionsvarmepumper, samt el-forbruget til pumpning og andet procesudstyr. Typisk vil den samlede miljøpåvirkning dog være langt lavere end for andre energikilder, særligt fossil energi som kul, olie og naturgas.

Geotermien kan derfor spille en vigtig rolle i opfyldelsen af Danmarks målsætninger om at reducere CO₂-udledningerne fra el- og varmeproduktionen væsentligt i de kommende år og blive helt fossil-fri i 2035. Samtidig kan geotermien være med til at strække biomasse-ressourcerne, som der kan blive knaphed på i fremtiden. En voksende udnyttelse af geotermi i fjernvarmen indgår blandt andet i Varmeplan Danmark (Rambøll o.a., 2010) og Varmeplan Hovedstaden (CTR, KE og VEKS, 2011).

3 GEOTERMI – FRA VUGGE TIL GRAV

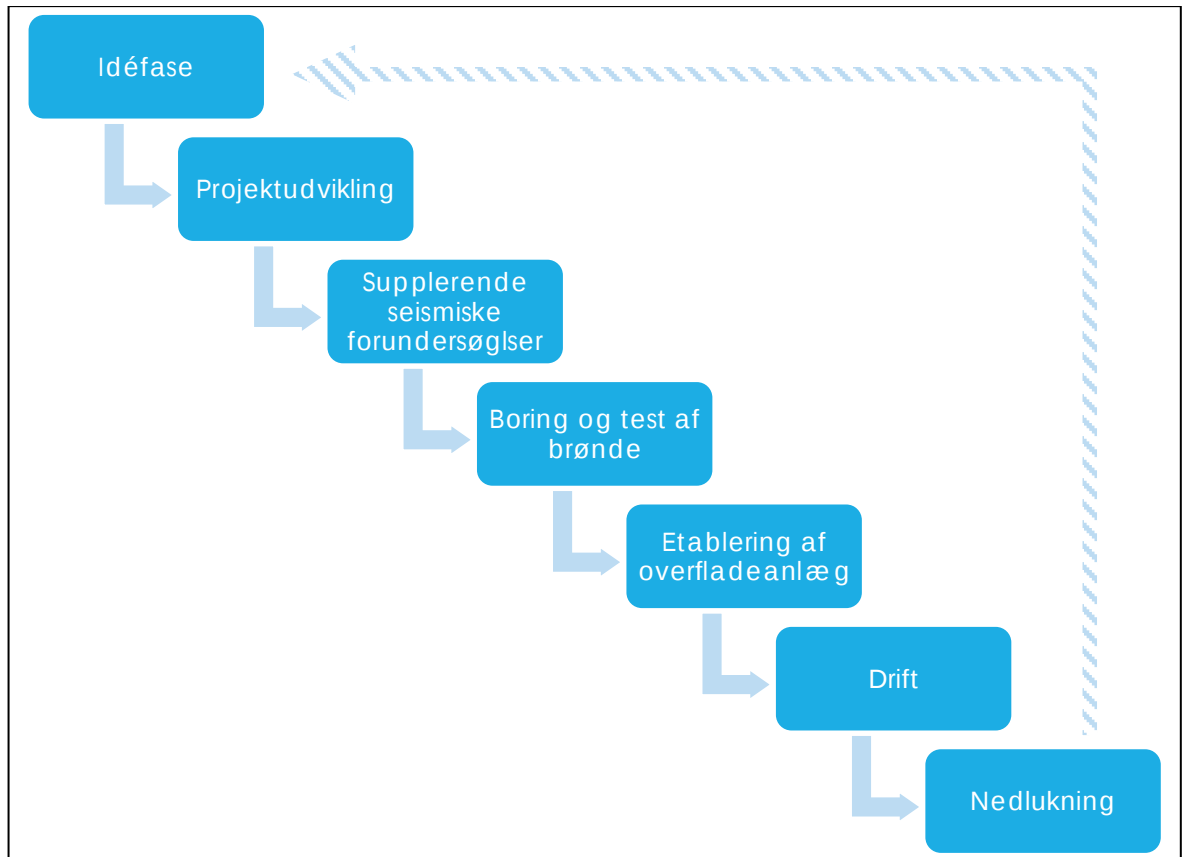
Dette kapitel giver et overblik over, hvad et geotermianlæg består af, samt de processer, der skal til for at udvikle, opføre og drive et geotermisk anlæg. Livsforløbet for et geotermisk anlæg inddeles naturligt i en række faser og tager sin begyndelse med den indledende idéudvikling, hvor de geologiske ressourcer vurderes. Herefter følger et udviklings- og modningsforløb, en anlægsfase med boringer og etablering af overfladeanlæg og endelig idriftsættelsen af anlægget. Efter mange års drift – eventuelt med udbygning undervejs – skal anlægget til sidst lukkes ned, og der skal eventuelt etableres et helt eller delvist nyt anlæg, hvorved ringen sluttes.

3.1 GENERELT OM UDVIKLINGEN AF ET GEOTERMIPROJEKT

Geotermisk varmeproduktion er som tidligere nævnt kendetegnet ved høje anlægsinvesteringer og lave driftsomkostninger. I starten af projektet er efterforskningsrisikoen typisk stor (se blandt andet Figur 5), og det er mere eller mindre usikkert, om projektet kan gennemføres. Det er derfor vigtigt at gribe udviklingen af projektet fornuftigt an, så de relevante forundersøgelser foretages med stigende detaljering, før der eventuelt træffes beslutning om i første omgang at udføre en efterforskningsboring og dernæst at etablere anlægget.

For at mindske de tekniske og økonomiske usikkerheder og eventuelt tilhørende økonomiske tab etableres geotermiske anlæg i faser, og de geologiske forhold revurderes løbende i de enkelte faser på baggrund af ny viden opnået i de(n) foregående fase(r). Den nyeste viden om de geologiske forhold vil være udslagsgivende for de tekniske og økonomiske beregninger, der løbende skal revideres for at give et gradvist mere sikkert billede af det geotermiske anlægs varmeproduktion og økonomi. Herigennem opnås hele tiden det bedst mulige grundlag for at beslutte, om projektet skal fortsætte ind i den næste fase eller ej.

Udviklingen af et geotermisk anlæg og de aktiviteter, der efterfølgende knytter sig til anlæg og drift, kan naturligt inddeles i en række faser, som er vist på figuren neden for. Dette generelle faseforløb vil blive brugt i drejebogens videre beskrivelser.



Figur 6: Faserne i et geotermisk anlægs liv.

Imellem hver fase i projektet skal der træffes beslutning om at fortsætte til den næste fase eller indstille projektet. Dette skal ske på baggrund af resultaterne fra de foregående faser samt (realistiske) budgetter og planer for de kommende faser.

3.2 IDÉFASE

Det første skridt i udviklingen af et geotermisk projekt vil typisk være at foretage en overslagsmæssig teknisk og økonomisk vurdering af et geotermisk anlæg på en relevant placering. Idéudviklingen tager sit udgangspunkt i de forventede geologiske forhold i området, da det er en forudsætning, at der findes egnede geotermiske reservoirer i undergrunden.

Der skal i første omgang udarbejdes en overordnet screening bestående af en prospektvurdering af det geotermiske potentiale på den udvalgte placering. Analysen kræver oplysninger om undergrunden såvel som fjernvarmenettet og skal have særligt fokus på reservoirregenskaber, energiomsætninger, overordnet design og andet, som typisk påvirker etablering og drift af et geotermisk anlæg.

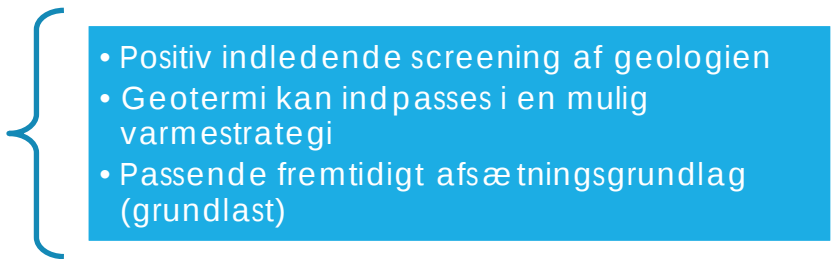
Den indledende screening og prospektevaluering sker typisk alene på baggrund af eksisterende geologiske og geofysiske data. Der er igennem årtier indsamlet

data om den danske undergrund, oftest i forbindelse med efterforskning efter kulbrinter. Data fra eksisterende seismiske linjer samt borerer kan erhverves hos GEUS, der fungerer som national geologisk databank og har adgang til samtlige eksisterende data. Viden om geologien i et givent lokalområde vil dog ofte være mere eller mindre begrænset, da seismiske linjer og målinger i eksisterende borerer (såkaldte logs) oftest er sparsomme i antal og/eller af ældre dato og dermed af ringere kvalitet. Endvidere er de geologiske data ofte indsamlet med et andet formål end geotermi for øje.

Et første og helt overordnet indtryk af det geologiske potentiale i et område kan fås ud fra GEUS' generelle kortlægning og vurdering af det geotermiske potentiale i Danmark (GEUS, 2009).

Ud over de geologiske potentialer skal ideudviklingsfasen afklare, om der vil være tilstrækkeligt afsætningsgrundlag for geotermisk varme i fjernvarmesystemet. Da det typisk vil tage omkring fem til syv år, før anlægget kan tages i brug, må geotermianlæggets produktion ses i sammenhæng med forventningerne til det fremtidige varmebehov og den fremtidige varmeproduktionskapacitet. Dette er ofte beskrevet i fjernvarmeselskabets og/eller kommunens varmeplan og strategi. For mindre og mellemstore fjernvarmeområder kan det også være relevant at vurdere muligheden for at etablere transmissionsledninger, således at geotermianlægget kan komme til at forsyne et eller flere naboområder og dermed få adgang til et større afsætningsgrundlag.

Eksempler på kriterier for at gå videre med udviklingen af geotermi i et lokalområde

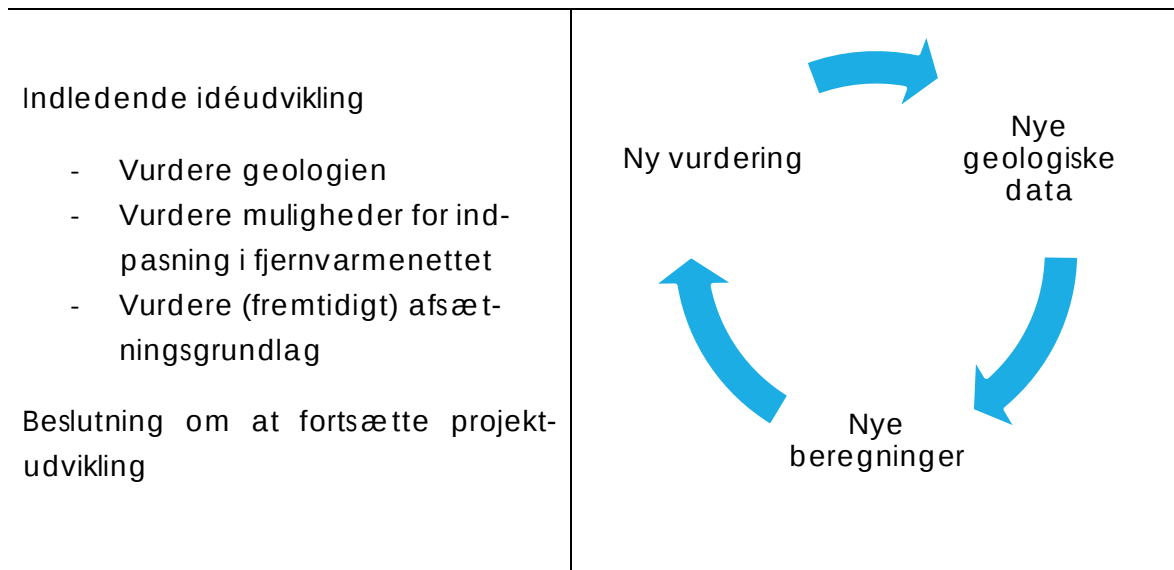
- 
- Positiv indledende screening af geologien
 - Geotermi kan indpasses i en mulig varmestrategi
 - Passende fremtidigt afsætningsgrundlag (grundlast)

Den første screening kan normalt udføres med relativt begrænsede ressourcer. Såfremt geotermisk fjernvarmeproduktion vurderes at være en attraktiv fremtidig energikilde, kan et egentligt projektudviklingsforløb påbegyndes.

3.3 PROJEKTUDVIKLING

Hvis den indledende vurdering er tilstrækkelig positiv og robust, følger herefter en række projektudviklingsfaser, der har til formål trinvist at mindske de efterforskningsmæssige risici og dermed de tekniske og økonomiske usikkerheder, så grundlaget for en beslutning om etablering af et geotermisk anlæg gradvist styrkes. Formålet er således at indsnævre udfaldsrummet og øge sikkerheden i vur-

deringerne og prognoserne, således at beslutningsgrundlaget for gennemførelse eller opgivelse af et givent projekt styrkes.



Projektudviklingen er således en iterativ proces, hvor det ud fra nye vurderinger beslutes, om projektet skal videreføres. Vurderingerne bygger på stadig mere præcise geologiske data samt på energitekniske og økonomiske beregninger, som gradvist bliver mere raffinerede med det formål at reducere efterforskningsrisikoen i projektet.

OPNÅELSE AF ENERETSTILLADELSE

Sammen med en beslutning om at fortsætte udviklingen af projektet vælges det ofte at indsende en ansøgning til Energistyrelsen om tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi (se også afsnit 7.1).

Med den opnåede tilladelse erhverver rettighedshaveren, som typisk er et eller flere lokale fjernvarmeselskaber, for en vis periode eneret til at efterforske og udnytte geotermien inden for et givet område, der typisk kan være det lokale fjernvarmeforsyningsområde. Med disse rettigheder følger dog også nogle pligter, og tilladelsen pålægger således rettighedshaveren en række ubetingede og betingede arbejdsopgaver med hensyn til de videre efterforskningsaktiviteter og rapporteringen af resultaterne.

Sådan skrives en geotermiansøgning

Inden man begynder at skrive en ansøgning om Tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi med henblik på fjernvarmeforsyning, er det væsentligt, at man sætter sig grundigt ind i, hvad det egentligt er, der kan søges om tilladelse til. Der er nogle begrænsninger ved tilladelsen, fx at det er til fjernvarmeforsyning, at der søges for et afgrænset geografisk område, samt at der også kan være tilladelser til udnyttelse af andre råstoffer i området. Med tilladelsen

følger nogle forpligtelser, og mislighold af disse forpligtelser kan medføre tab af tilladelsen samt eventuel betaling til statskassen for de manglende aktiviteter. Alt dette kan man orientere sig om i Energistyrelsens invitationsskrivelse samt modeltilladelse, som begge er at finde på Energistyrelsens hjemmeside. Bemærk dog, at det er tale om en modeltilladelse, og at andre bestemmelser kan forekomme i den konkrete tilladelse. Desuden er det en fordel at gøre sig bekendt med Undergrundsloven samt Varmeforsyningsloven.

Ansøgningen skal demonstrere ansøgers vilje og evne til at arbejde seriøst med den fælles ressource, som den geotermiske varme udgør. Energistyrelsens invitationsskrivelse indeholder en liste over det krævede indhold af ansøgningen. Denne listes 14 punkter definerer de emner, der skal afklares inden indsendelse af ansøgningen. Flere af punkterne hænger sammen, således at udformningen af ansøgningen bliver en iterativ proces, hvor der skiftes mellem de forskellige punkter undervejs.

For det første skal der redegøres for, hvem ansøger er (punkt A-D), herunder om ansøger er alene, eller om der søges i samarbejde med andre varmeproducenter eller fjernvarmeforsyninger i området.

Derefter skal det geografiske område, der ansøges om, afgrænses (punkt G). Arealets størrelse og form bør tage hensyn til både eventuelle eksisterende tilladelser i området, geologien og fjernvarme-infrastrukturen. Den administrative begrænsning i forhold til eksisterende tilladelser og ansøgninger under behandling består i, at tilladelsen efter Undergrundsloven er en eneretstilladelse. Der kan altså kun gives én geotermi-tilladelse til et område, så hvis ansøgers interesseområde er omfattet af en eksisterende eneretstilladelse, må ansøger gå i dialog med den nuværende rettighedshaver, enten om tilbagelevering af et (del)område eller om samarbejde inden for den eksisterende tilladelse. Energistyrelsens kort over eksisterende tilladelser og ansøgninger viser, hvilke områder der er omfattet af eksisterende tilladelser og ansøgninger under behandling.

Med hensyn til geologien tages der typisk udgangspunkt i eksisterende rapporter og vurderinger som fx rapporten "Vurdering af det geotermiske potentiale i Danmark, GEUS rapport 2009/59" (Mathiesen, 2009). De eksisterende rapporter og vurderinger skal være tilstrækkelige til at give det første overblik over det geotermiske potentiale i det ønskede område. Mere overordnede rapporter som den nævnte giver dog kun et regionalt billede af de potentielle geotermiske reservoirer, så det kan være nødvendigt allerede på dette tidspunkt at få foretaget en mere lokal vurdering af potentielle geotermiske reservoirer baseret på eksisterende data fra eller nær lokalområdet.

Det skal her bemærkes, at der til eneretstilladelsen vil knytte sig et arbejdsprogram, som angiver de aktiviteter som rettighedshaver – betinget eller ubetinget – skal udføre. Det første punkt i Energistyrelsens modeltilladelse er således, at der inden for tilladelsens første år på basis af eksisterende data skal udarbejdes en mere detaljeret rapport over det geotermiske potentiale samt afsætningsmulighederne. Den lokale vurdering af de potentielle geotermiske reservoirer til geotermi-ansøgningen kan altså være en simplere model, der ikke inddrager alle tilgængelige data og større analyser.

AKTIVITETER UNDER ARBEJDSPROGRAMMETS FØRSTE ÅR

I arbejdsprogrammet i Energistyrelsens modeltilladelse er der afsat 1 år til at gennemføre og afrapportere en mere detaljeret vurdering af de geologiske forhold i undergrunden i det lokale interesseområde samt de afsætningsmæssige muligheder for geotermisk energi i området. Disse vurderinger skal udføres på baggrund af eksisterende data.

Data for undergrunden baseres i denne fase typisk på et studie af det geologiske potentiale baseret på alle relevante eksisterende data fra borer og seismiske undersøgelser i området. Herved kortlægges, så godt det er muligt, de forventede reservoirer og tilhørende dybder, tykkelser, udbredelser, temperaturer og vandledende egenskaber.

For at kunne omsætte de geologiske vurderinger til en prognose for projektets økonomi vil fjernvarmeselskabet i projektudviklingsfasen typisk have behov for at benytte sig af rådgivere med ekspertise inden for geotermisk efterforskning og indvinding. Se også afsnit 8.5.

Der udarbejdes en foreløbig prospektvurdering på baggrund af et muligt overordnet design af det geotermiske anlæg med tilhørende investeringsoverslag. I datagrundlaget for prospektvurderingen skal der også tages stilling til, hvilken varmepumpeteknologi der bedst kan anvendes, herunder eventuelt hvordan drivenergi til varmepumper kan tænkes fremskaffet. Anlæggets foreløbige overordnede design tjener som udgangspunkt for de efterfølgende økonomiske og tekniske beregninger, der skal give et bud på varmeproduktionsprisen baseret på antagelser omkring reservoirforhold og afsætningsgrundlag.

For et projekt på dette tidlige stadie er usikkerhederne på de geologiske vurderinger af reservoirerne typisk relativt store. Derfor er det fornuftigt at se på flere eller alle mulige reservoirer i forskellige dybder, hvis der lokalt findes alternativer til det foretrukne reservoir. Ved på forhånd at undersøge eventuelle tilbagefaldsmuligheder, der måske endda senere kan vise sig at være bedre end forventet, opnås en reduktion af efterforskningsrisikoen.

Endvidere bør der for det enkelte reservoir udarbejdes følsomhedsanalyser, der kan kaste lys over anlægsøkonomien ud fra en vurdering af usikkerheden på valgte nøgleparametre som reservoires vandlevende egenskaber og temperatur, investeringens størrelse, afsætningsgrundlaget, mv.

I projektudviklingsfasen kan det også være fordelagtigt at indlede myndighedsbehandlingen med en orientering af kommunens sagsbehandlere inden for varmeplanlægning, miljø og planforhold. Det kan ligeledes være relevant at udpege mulige byggegrunde, som er forenelige med kommuneplanerne, og hvor det vil være hensigtsmæssigt at koble anlægget til fjernvarmenettet m.v.

Projektudviklingsfasen vil typisk medføre udgifter i størrelsesordenen 0,5 – 1 mio. kr. Selvom projektet på dette tidspunkt ser økonomisk fornuftigt og realiserbart ud, vil der typisk stadig findes en betydelig efterforskningsmæssig risiko, som skal tages i betragtning i det videre forløb.

Resultatet af udviklingsfasen vil derfor typisk være et beslutningsgrundlag for i første omgang at fortsætte med indsamling af nye seismiske data eller andre geologiske og geofysiske data, som vil kunne reducere usikkerheden yderligere.

3.4 SUPPLERENDE SEISMISKE UNDERSØGELSER

Hvis det på baggrund af vurderingerne af de eksisterende data besluttet at fortsætte projektet, vil det næste skridt typisk være at indsamle supplerende seismiske data.

I første omgang vurderes og beskrives omfanget af nye seismiske undersøgelser, som har til formål at øge kendskabet til formationernes dybder og tykkelser samt tilstedeværelsen af eventuelle større forkastninger, som kan bryde reservoires kontinuitet i området. De seismiske undersøgelser skal være tilrettelagt med udgangspunkt i den foretrukne placering af anlægget, men undersøgelserne bør også omfatte eventuelle alternative placeringer, hvis det viser sig, at den foretrukne placering geologisk set er uegnet til indvinding af geotermiske energi. Årsager til, at en placering mod forventning må opgives på grund af de geologiske forhold kan ud over nærheden til større forkastninger også være, at reservoiret ligger for dybt (utilstrækkelige vandlevende egenskaber) eller for tæt på overfladen (for lav temperatur), eller at reservoiret er for tyndt eller måske endda helt fraværende.

Omfanget af de seismiske undersøgelser påvirkes endvidere af den lokale geologiske kompleksitet, kvaliteten og omfang (tæthed) af de eksisterende seismiske data i området samt af afstanden til de dybe borer, der vurderes at være geologisk repræsentative for interesseområdet.

Det seismiske program skal inden udførelsen godkendes af Energistyrelsen, hvorefter der i modeltilladelsen er 2 år til at gennemføre og tolke de seismiske undersøgelser samt beslutte, om planlægning og udførelse af en efterforskningsboring skal iværksættes.

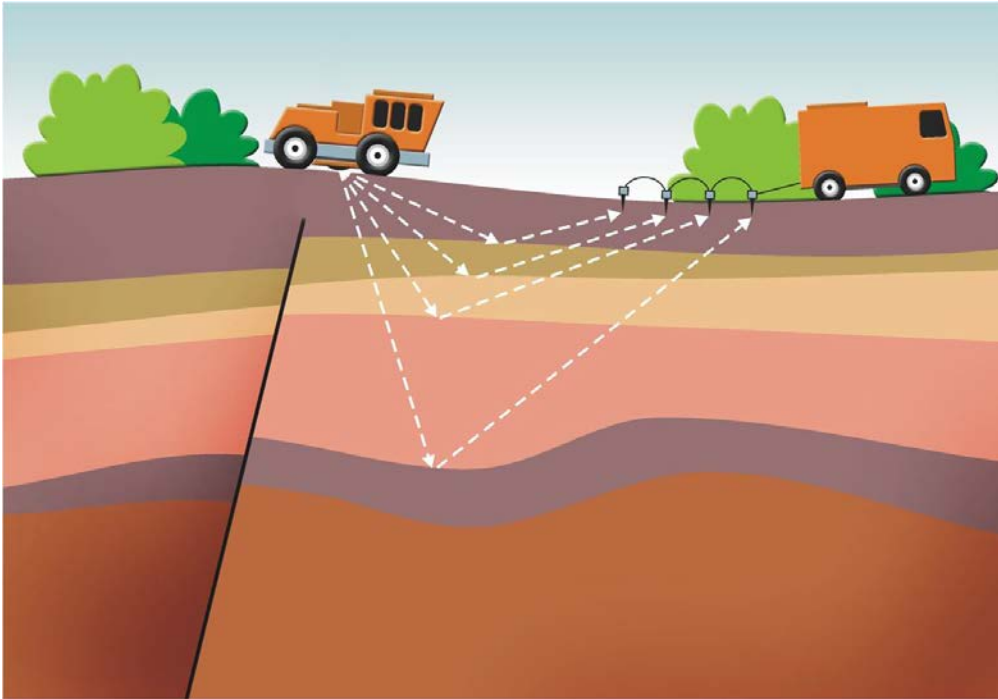
SEISMISKE UNDERSØGELSER I PRAKSIS

Seismiske undersøgelser udføres ved, at der sendes trykbølger fra en kilde ned i undergrunden. På land skabes trykbølgerne oftest ved hjælp af vibratorer, der er monteret på specialkøretøjer kaldet vibratorer (se Figur 7). Ved at bruge flere vibratorer, der vibrerer synkront, forstærkes trykbølgerne, hvorved der opnås et bedre seismisk signal og dermed et mere detaljeret billede af undergrunden. De seismiske undersøgelser vil så vidt muligt følge veje for derved at sikre minimal ulempe for lokalmiljøet, men der er teknisk set ikke nogen problemer ved at indsamle seismiske data på marker og lignende.



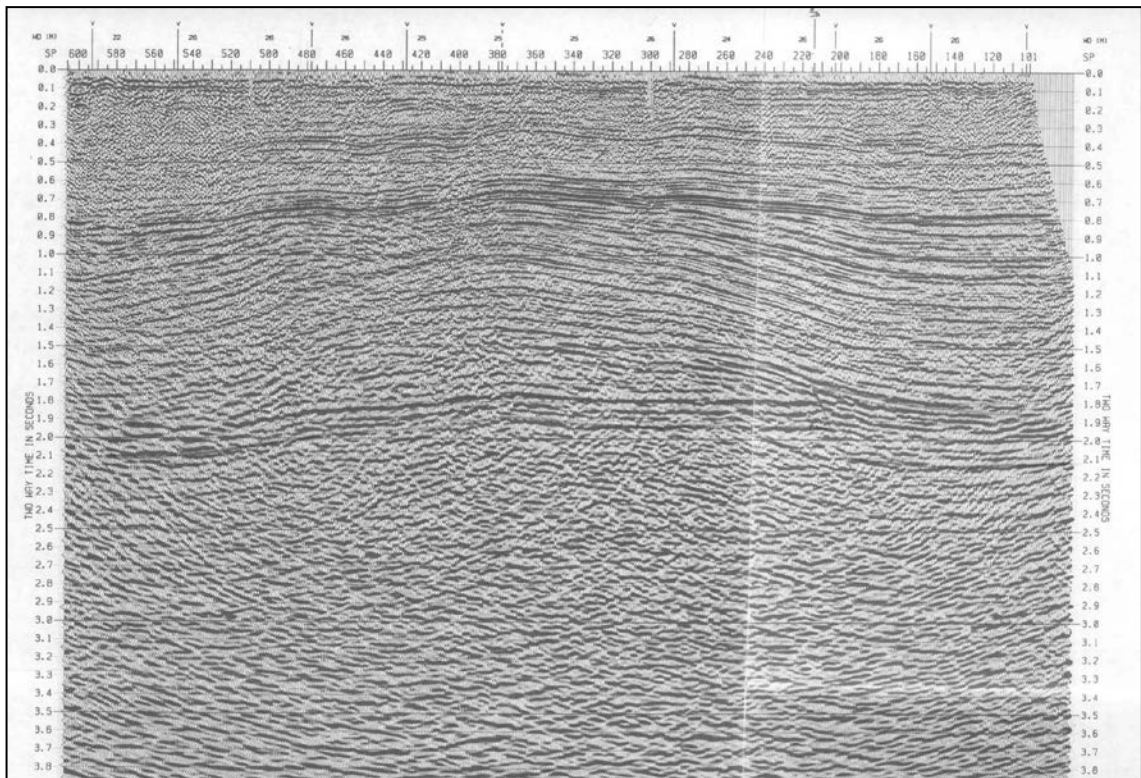
Figur 7: Seismiske undersøgelser på Als, oktober 2007.

Trykbølgerne fra vibratorerne bevæger sig med forskellige hastigheder i forskellige bjergarter, og når de møder overgangen mellem geologiske lag med forskellig hårdhed, vil en del af trykbølgerne reflekteres tilbage mod overfladen, hvor de registreres ved hjælp af små mikrofoner (geofoner), der er placeret på overfladen i op til flere kilometer lange rækker (se Figur 8).



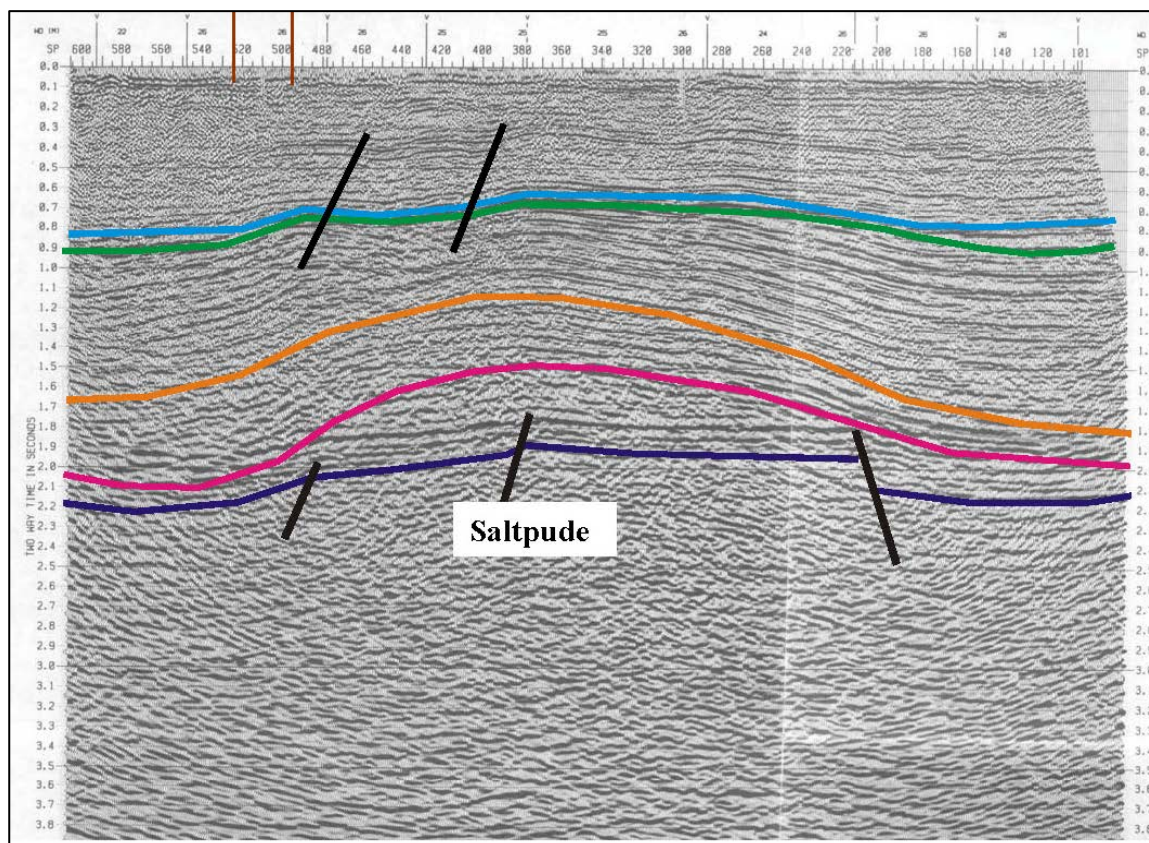
Figur 8: Princippet i seismiske undersøgelser af undergrunden (illustration udlånt af DONG Energy).

En del af trykbølgen vil gå gennem laggrænsen og fortsætte længere ned, blive delvist reflekteret ved næste laggrænse, osv., indtil trykbølgen er opbrugt og refleksionerne ikke længere kan registreres af geofonerne på overfladen. Tidsforskellen mellem udsendelse af trykbølgerne og registreringen af refleksionerne på overfladen måles. Ved hjælp af avancerede programmer og kraftige computere omsættes de registrerede refleksioner til et seismisk profil, som giver et indirekte billede af de geologiske lag i undergrunden (se Figur 9 og Figur 10).



Figur 9: Eksempel på seismisk profil inden tolkning.

Det tilstræbes altid, at seismiske undersøgelser tager udgangspunkt i et punkt, hvor dybde til og tykkelse af de forskellige geologiske lag er velkendt. Det kan være en eksisterende boring eller eventuelt en eksisterende seismisk linje. Med udgangspunkt i dette referencepunkt tolkes de nye seismiske profiler nu af en erfaren geolog med adgang til alle relevante data. De mest interessante geologiske horisonter markeres typisk på det seismiske profil ved hjælp af farvekoder (se Figur 10).



Figur 10: Samme seismiske profil som i Figur 9, men nu med de tolkede laggrænser og forkastninger.

Ved at lade den enkelte seismiske linje krydse flere eksisterende eller nye seismiske linjer kan geologen tolke lagfølgen i krydsningspunkterne ad flere veje, som naturligvis alle skal give det samme resultat.

I første omgang er y-aksen i det seismiske profil angivet i seismisk løbetid (Two Way Time, TWT i millisekunder). Ud fra kendskab til trykbølgernes udbredelseshastighed i de forskellige geologiske lag, omsættes tiden til en dybde i meter.

REVURDERING AF DET GEOTERMISKE POTENTIALE

På baggrund af den geologiske tolkning af de nye seismiske data skal beregningerne af energiomsætninger og økonomien i det geotermiske anlæg opdateres, og der skal tages stilling til, om der samtidig er behov for at foretage nye følsomhedsberegninger og vurderinger af projektets robusthed. Er forventningerne til det geotermiske potentiale blevet bekræftet eller måske endda styrket, skal der udarbejdes et beslutningsgrundlag inkl. opdaterede budgetter og tidsplaner for de efterfølgende aktiviteter.

3.5 BORINGER

På baggrund af aktiviteterne og de tolkede data fra de seismiske undersøgelser udarbejdes en boreprognose for den første (efterforsknings)boring. Prognosen

beskriver tykkelse, dybde og beskaffenhed af de geologiske lag, der forventes gennemboret. Prognosen udarbejdes på engelsk, så den kan indgå i udbudsmaterialet i forbindelse med indhentning af tilbud på borerig etc.

I forbindelse med geotermi kan der generelt skelnes mellem to typer boringer:

- Efterforskningsboringer
- Produktions- og injektionsboringer

Formålet med at indlede et boreprojekt med en efterforskningsboring er at påvise reservoiret og verificere temperatur, vandlevende egenskaber og vandkemi gennem målinger, prøvepumpning og udtagelse af vandprøver. Normalt udformes en efterforskningsboring således, at den kan anvendes som enten produktions- eller injektionsbrønd i det endelige anlæg. Den anden brønd udbygger og færdiggør boreprojektet, således at den ønskede produktion af geotermisk vand kan påbegyndes efter konstruktionen af overfladeanlægget.

Neden for gennemgås de overordnede tekniske detaljer i etableringen af borepladsen og udførelsen af borearbejderne.

ETABLERING AF BOREPLADS

Inden borearbejderne kan påbegyndes, skal der etableres en plads, som kan rumme det udstyr, som skal anvendes, og som lever op til de tekniske krav - herunder bæreevne – som udstyret stiller.

Der etableres typisk én boreplads, hvorfra begge brønde bores. Da der skal være en vis afstand mellem de to brønde i reservoiret for at undgå kortslutning mellem den kolde injektionsbrønd og den varme produktionsbrønd kræver dette dog, at en eller begge boringer er afbøjede (i fagsprog: devierede). Foretrækkes det derimod af fx geologiske årsager at bore to lodrette brønde, vil dette normalt kræve to separate borepladser med alt hvad det medfører af ekstra grundkøb, myndighedsgodkendelser, anlægsarbejder, flytning af borerig og andet udstyr, mv.



Figur 11: Etablering af boreplads

Arealbehovet til en boreoperation med to boringer vil normalt være ca. 6.000 m² (fx 60 m x 100 m). Er der mere plads til rådighed, giver det mulighed for oplagring af flere materialer og restprodukter fra borearbejdet, hvilket kan være en fordel. Omvendt er det som regel også muligt at gennemføre borearbejdet på en mindre plads (der er set eksempler på borepladser på helt ned til 2.000 m²), men dette vil så typisk kræve ekstern oplagring af materialer og restprodukter med dertilhørende transport frem og tilbage.

Pladsen udføres generelt med en fast belægning som kan være sf-sten, grus, asfalt eller en kombination. Generelt er der gode erfaringer med sf-sten, som er en stabil og holdbar løsning og giver god mulighed for reparation af ødelagte områder. Belægningen skal generelt udføres med en bæreevne svarende til tung trafik, fx i størrelsesordenen 15 ton/m². På de dele af pladsen, hvor boreriggen skal opstilles, vil der dog typiske være langt større bæreevne. Belægningen etableres med fald for afvanding. Der skal desuden etableres el- og vandforsyning efter behov på pladsen, ligesom spildevands- og evt. fjernvarmeledninger skal lægges ned i forbindelse med etableringen af pladsen.

Et passende sted på pladsen etableres der en brøndkælder, som skal rumme de to brøndhoveder. En brøndkælder kan i princippet udformes på mange måder, alt efter behov. En simpel løsning er at etablere én brøndkælder pr. brøndhoved, fx ved hjælp af standard betonbrøndringe i en passende dimension. Der kan dog også være fordele ved at etablere en sammenhængende in-situ-støbt kælder. Ud over at rumme brøndhovederne skal kælderen typisk også kunne bære en væsentlig del af vægten af boreriggen, hvorfor det eventuelt kan være nødvendigt at pælefundere betonkonstruktionen. Endvidere skal den kunne opsamle overløb fra brønden/brøndene under borearbejdet, hvorfor det ofte vil være praktisk at udstyre kælderen med afløb, der manuelt skal åbnes for tømning via sandfilter/oliefang. Endelig skal dybden af kælderen overvejes i forhold til den forventede højde af brøndhovederne, særligt hvis det ønskes, at brøndhovederne og rørføringen skal være helt under terræn.

Ved indretningen af borepladsen skal placeringen af det kommende overfladeanlæg også tænkes ind. Bygning(er) og opsamlingsstank(e) bør placeres således, at det på et senere tidspunkt er muligt at få en borerig ind på pladsen igen i forbindelse med arbejder i en eksisterende brønd eller boring af en ny brønd. Endelig skal trafikken på pladsen – både under bore- og anlægsarbejderne, men også under driften – tænkes ind i pladsens indretning.

EFTERFORSKNINGSBORING

Efterforskningsboringen har til formål endegyldigt at fastslå reservoirets tilstedeværelse, dybde, tykkelse, temperatur, vandledende egenskaber og vandkemi

og hermed fastlægge parametrene for produktionen af geotermisk energi. En efterforskningsboring tager sit udgangspunkt i de geotekniske, geokemiske og geologiske undersøgelser, man har kunnet foretage på baggrund af tidligere boringer, ekstrapolering af data fra tilsvarende områder, seismiske undersøgelser og disses tolkning samt den udarbejdede brøndboreplan.

Arbejdet med efterforskningsboringen kan overordnet set deles op i tre:

- Den indledende planlægning med blandt andet udarbejdelsen af den foreløbige indvindingsplan
- Den detaljerede planlægning med blandt andet udarbejdelse og godkendelse af boreprogrammet
- Udførelsen af selve boringen

Indvindingsplanen beskriver over for Energistyrelsen forventningerne til reservoiret og produktionen af geotermisk energi, brøndenes og overfladeanlæggets grunddesign samt andre elementer. De detaljerede krav til indvindingsplanen findes på Energistyrelsens hjemmeside.



Figur 12: Håndtering af casing.

Efter Energistyrelsens godkendelse af den foreløbige indvindingsplan udarbejdes det detaljerede boreprogram for efterforskningsboringen. Boreprogrammet indeholder bl.a. en opsummering af den forventede geologi samt boringens mål i koordinatform. Endvidere beskrives planerne for udførelse af boringen med hensyn til boreudstyr, foringsrør, cementering, boremudder, mulig deviation af boringen, foranstaltninger for at sikre eventuelle grundvandsinteresser, mv. Der beskrives også, hvordan boringen sikres, og hvordan borepersonalets sikkerhed håndteres, fx ved anboring af lommer med naturgas og H_2S , som er en højst brandbar giftgas. Endvidere beskrives den række af målinger, som ønskes udført i brønden for at kunne sammenligne de forventede data med faktiske data.

Boreprogrammet skal godkendes af Energistyrelsen.

Selve borearbejdet omfatter alt det praktiske arbejde, som foregår på og omkring borepladsen, herunder:

- Boring (rig, mandskab og boreledelse)
- Logistik (leverancer og transport af foringsrør, mudder og andre materialer til borerne)
- Overholdelse af myndighedskrav (støj, bortskaffelse af geotermisk vand fra prøvepumpning, kloakering, etc.)

Boringen udføres så vidt muligt i henhold til boreprogrammet. Den følger de fastlagte planer, men fraviger disse, når de faktiske geologiske forhold dikterer det. Alle væsentlige ændringer skal på forhånd godkendes af Energistyrelsen.

Borearbejdet udføres døgnet rundt, ugens syv dage og kan normalt ikke stoppes undervejs. Der vil være naturlige stop, hvor borearbejdet står stille i mindre perioder (~12-24 timer), men disse stop er sat på ikke-kritiske tidspunkter i boreprocessen og indarbejdet i boreprogrammet. Hvis borearbejdet stoppes vilkårligt, risikerer det, at det åbne hul kollapser, at der sker udvaskninger, at boreudstyret fejler som følge af u hensigtsmæssig brug eller at andre utilsigtede/uønskede hændelser indtræffer. Endvidere skal den omgivende logistiske proces fungere, og tilkørsel af materiale og bortskaffelse af affald skal fungere, ellers risikerer man stop i kritiske perioder.

Løbende og ved afslutningen af boringen udføres forskellige målinger i brønden.

Et forhold, som gør sig gældende for den første boring i henhold til de efterfølgende, er, at geologerne i visse dele af boringen ønsker en langsommere fremdrift for derigennem at have tid til at vurdere sedimenterne, som der bores i, deres sammensætning, tidsalder og andre forhold af geologisk betydning. Geologerne bruger disse data til at konsolidere datamodellen, som ligger til grund for reservoirmodellen brugt under udarbejdelsen af indvindingsplanen samt til at afgøre, hvornår den konkrete sektion af boringen skal afsluttes. Dette ønske skal vejes op imod ønsket om en hurtig, effektiv boring. Der indarbejdes i boreprogrammet et kompromis, som tilgodeser begge forhold.

Et andet væsentligt forhold ved den første boring er, at planlægningen og udførelsen typisk må tage højde for de geologiske usikkerheder, som kan være betydelige. Dette kan håndteres gennem en robust planlægning (beredskabsplaner, såkaldte 'contingency plans'), rådighed over ekstra udstyr, mv.

PRODUKTIONS- OG INJEKTIONSBORINGER

De efterfølgende boringer skal i princippet igennem den samme proces med planlægning, godkendelse og udførelse, som er beskrevet for efterforskningsboringen oven for. Imidlertid er der nu den store fordel, at erfaringerne fra udførelsen af den første boring kan inddrages, således at processen kan optimeres, og risici kan minimeres.

GENERISK BOREPROCES

Der er aldrig to boringer, som er helt ens, men neden for gives alligevel et eksempel på et typisk forløb ved boringen af en geotermisk brønd. Bemærk at de nominelle diametre for forerør og lignende er angivet i tommer, hvilket er standard i borebranchen.

Proces	Størrelse	Dybde (til)	Note
Brøndkælder	2 x 5 m x 2 m (alt. ø 3 m x 2 m)	-	Brøndkælderen indeholder brøndhoveder og rørføring.
Konduktor	30"	25 m	Konduktoren sættes inden boreriggen ankommer og har til formål at styre borehovedet i de øverste, meget løse lag. Desuden bærer konduktoren i visse tilfælde en del af brøndens vægt (brøndhoved og forerør).
Boring	23"	100-300 m	Den første sektion bores igennem eventuelle grundvandsmagasiner. For at undgå forurening af grundvand bores typisk med vand og evt. bentonit.
Casing/foring	18 5/8"		Foringen sættes for at afskærme og beskytte eventuelle grundvandsmagasiner. Herefter kan borearbejdet fortsættes uden risiko for forurening af grundvandet.
Cementering			Cementeringen sikrer casingen og skaber første barriere. Cementen pumpes ned gennem casingen og presses ud i hulrummet imellem borehullets væg og ydersiden af casing. Cementeringen stoppes, når cementen når toppen af casingen/overfladen. Der efterfyldes med cement ovenfra for at opnå en ensartet cementering rundt om hele casingen, så man muliggør nedsivning og forurening af grundvandet fra overfladen.
Boring	17 1/2"	1100 m	

Proces	Størrelse	Dybde (til)	Note
Casing	13 3/8"		
Cementering			
Boring	12 1/4"	2000 m	På grund af slid på boreværktøjet deles denne sektion evt. i 2 etaper. Dette vurderes alene i henhold til fremdriften af borearbejdet.
Liner	9 5/8"		
Cementering			
Boring	8 1/2"	2500 m	Boring bores gennem reservoiret og ned i toppen af den underliggende formation.
Logging			Reservoirets egenskaber måles med en række forskellige værktøjer.
Cementering			Formationen under reservoiret lukkes af.
Completion (udbygning)			Completion består ofte af filtre og gruskastning eller af perforationer, hvorigennem det geotermiske vand produceres.

En mere detaljeret visuel gennemgang af den generiske boreproces fremgår af bilag 1.

De efterfølgende afsnit beskriver hovedtrækkene ved de vigtigste operationer og værktøjer uden at der dog er tale om en egentlig indføring i det at bore dybde geotermiske brønde.

BRØNDENS OPBYGNING

Man starter ved overfladen og borer et bestemt antal meter, hvorefter der fores med en casing. Derefter bores der videre med et lidt mindre bor, der kan komme igennem den foregående casing. Så fores det nye hul, nu med en mindre casing, som passer til dimensionerne på det mindre hul. Typisk vil en brønd blive boret i 3 til 4 sektioner, men det faktiske antal afhænger af boreprogrammet og de geologiske forhold. Borerør forlænges undervejs, mens man borer, og casing forlænges tilsvarende, mens de placeres. Både borerør og casing kommer normalt i længder på 9 til 14 meter, som bliver skruet på i forlængelse af det forudgående emne.

AFBØJNING (DEVIATION)

Man kan vælge mellem to metoder at bore på: Vertikal (lodret) eller devieret.

Vertikal: Ved en vertikal boring vælger man at bore lodret ned fra overfladen. Dette betyder, at man i mindre grad skal tage hensyn til stabiliteten i jordlagene og andre geologiske forhold. Endvidere betyder en vertikal boring, at man ikke skal bruge retningsboreudstyr. Alt i

alt betyder en vertikal boring, at man reducerer risiciene ved boringen, samt at omkostningerne for den enkelte brønd minimeres.

Devieret: Ved en devieret boring borer man først lodret ned og vælger derefter et punkt i brønden (kick-off), hvorfra man afbøjer boringen ud mod målet i reservoiret. Valget af mål er defineret af den nødvendige afstand i reservoirdybde mellem produktions- og injektionsbrøndene. Deviationen er modelleret i reservoirmodellen, og valget af inklinations (hældning) er endvidere en funktion af stabiliteten af lagene. Man har typisk en inklinations mellem 25° og 45°. Der er en større boreteknisk risiko ved devierede brønde.

Man bruger ikke horisontale brønde i geotermiske projekter, da de forskellige geologiske formationer sjældent er stabile nok til at kunne opretholde et åbent horisontalt hul.

VERTIKALE VS. DEVIEREDE BRØNDE

Når man overvejer, hvorvidt de geotermiske brønde skal være vertikale eller devierede, er det vigtigt at forstå, at en række forhold ud over de umiddelbare har indflydelse på dette valg.

Med vertikale brønde reduceres de boretekniske risici – alt andet lige. Vejen til reservoiret er typisk kortere (færre meter skal bores), og udstyr til retningsstyring undgås. Samlet set giver dette en billigere og mindre risikabel boring. Særligt i forhold til den første boring i et område, hvor der ikke tidligere er boret, kan en vertikal brønd derfor være et fornuftigt valg.

Ulemperne i forhold til anlægsetableringen er primært, at der kan være behov for at etableringen af en ekstra boreplads og som følge heraf en fuldstændig nedtagning og genopstilling af boreriggen. Desuden vil der også være behov for at forbinde de to brøndhoveder med en ledning til transport af geotermisk vand. Alt dette fordyrer anlægget.

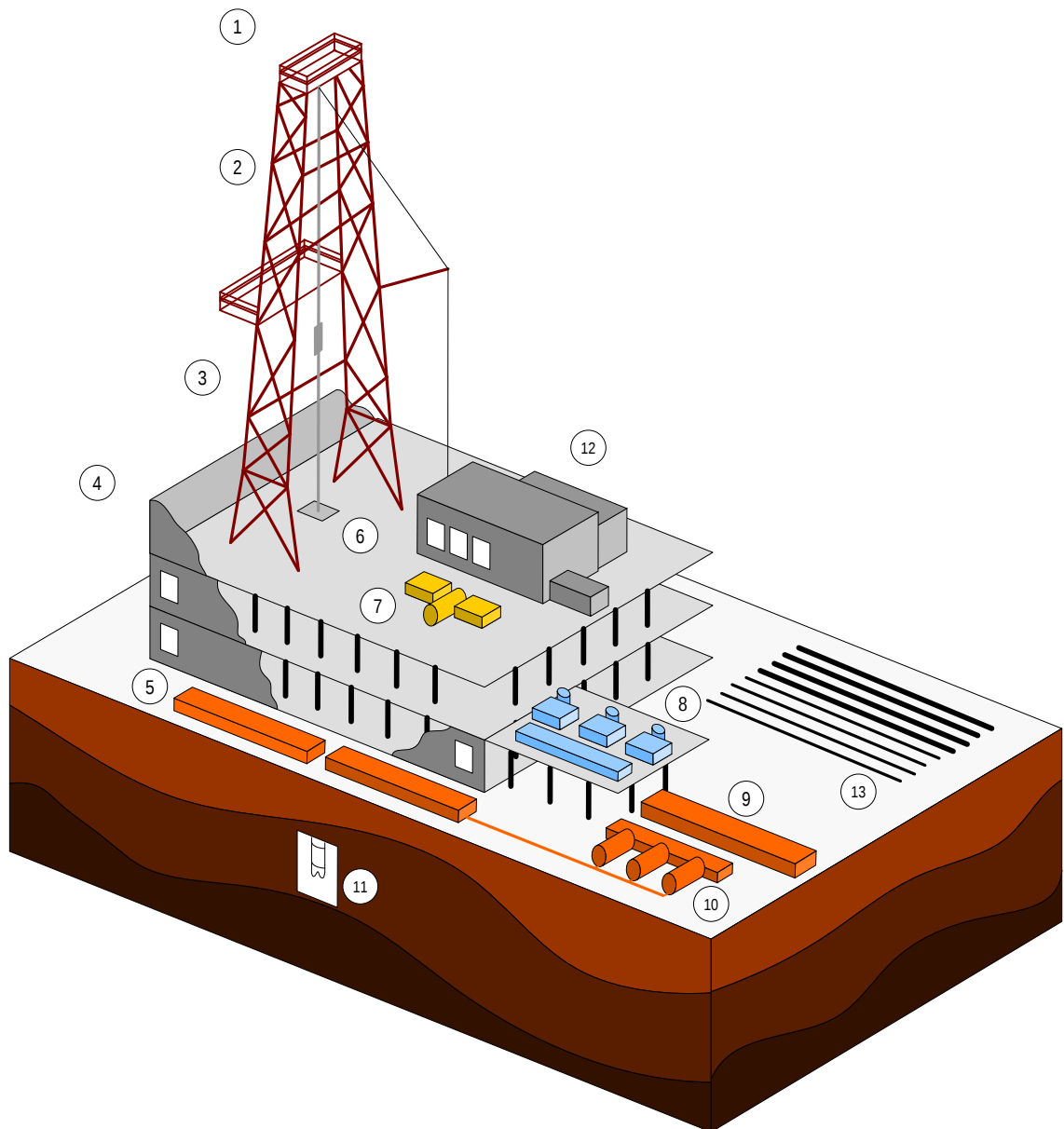
Der er dog også en række væsentlige driftsmæssige ulemper ved lodrette brønde, som ofte overses. For det første giver den lodrette gennemboring af reservoiret ofte et mindre kontaktareal mellem brønd og reservoir. Devierede brønde har med andre ord normalt en højere produktivitet/injektivitet – alt andet lige. For det andet er der ved transport af geotermisk vand i en overfladeledning ved et tryk langt under reservoirtrykket og med længere opholdstid en forøget risiko for afgasning og udfældning af partikler. Begge dele kan være begrænsende for produktionen.

Valget af vertikal eller devieret brønd er defineret af placeringen af borepladsen og reservoirets målområde. Der er desuden en økonomiske besparelse ved kun at skulle anlægge én boreplads samt spare flytningen af boreriggen mellem to borepladser. Omvendt er der dog en risiko for, at denne besparelse modsvares af ekstraomkostninger som følge af flere boretekniske problemer i en devieret brønd. Et kompromis kan være at bore efterforskningsbrønden som vertikalt og produktionsbrønden som devieret.

Endelig er det vigtigt at overveje, om den forventede vandkemi kan give problemer ved boringen af to vertikale brønde, hvor brøndene af naturlige årsager må forbindes med en ledning på overfladen. Her er trykket langt lavere end i reservoiret, hvilket kan give anledning til uønsket afgang og udfældning.

BORERIGGEN

Med udgangspunkt i figuren neden for beskrives de overordnede bestanddele af en borerig.



Figur 13: Boreriggens opbygning.

Engelsk betegnelse	Funktion
1 Crown block	En række af blokke i toppen af derrickken, over hvilke løftelinen er spændt. Antallet af blokke bestemmer sammen med linens styrke løftekapaciteten.
2 Derrick/mast	Støttestruktur for borefunktionerne.
3 Travelling block/lift hook	➤ Mekanisk hjælpeværktøj med taljer; den er forbundet med crown block og har en krog, som holder casing og borestreng.
Swivel	➤ Forbindelsestykke mellem krogen og toppen af casing/borestreng, som muliggør samtidig rotation af casing/borestreng og cirkulation af boremudder.
Mud injection hose	➤ Fleksibel slange, som 'føder' boremudder til boringen.

Engelsk betegnelse	Funktion
Top drive	➤ Et top drive er en elektrisk / hydraulisk motor, som har afløst 'rotary table'. Med et top drive system kan man sammensætte flere længde borestreng, inden de skal bruges. Dette sparer tid i borefasen, endvidere kan systemet roteres, mens borestrengen køres i hullet (et trip).
4 Substructure	Støttestruktur til boreriggen.
5 Mud screens/shakers	System til at filtrere mudder, som kommer ud af borehullet, imens man borer. Mudderet bliver filteret, og borespåner (cuttings) fjernes, hvorefter mudderet genbruges.
6 Rotary table	Rotationsystem, som drejer borestrengen rundt (afløst af top drive på moderne borerigge).
7 Drilling drawworks	Kabelsystem til at løfte travelling block via crown block.
8 Engines	Motorer, som driver alle boresystemer. Eksterne systemer har egen strømforsyning.
9 Mud pumps	Pumper, som cirkulerer boremudderet ned gennem borestrengen under boringen.
10 Mud pit	Opbevaringstank for boremudder.
11 BHA	BHA (Bottom Hole Assembly) består af borerør, måleudstyr, evt. motor og borekrone. Borekronen er typisk et roller cone bit, hvor tre roterende hoveder med tænder graver sedimentet væk, eller et PDC bit uden bevægelige dele. Imens tilføres boremudder for at køle, mindske friktion samt føre borespåner op og ud af hullet.
12 Drillers cabin	Herfra drives boreoperationen. Driller, senior toolpusher og boreledelse har deres primære arbejdsplads her.
13 Yard	Herfra hentes borestreng samt casing efter en bestemt rækkefølge. Tubing løftes over på pipe rack, hvorfra en automatiseret proces løfter tubing på plads i derricken.

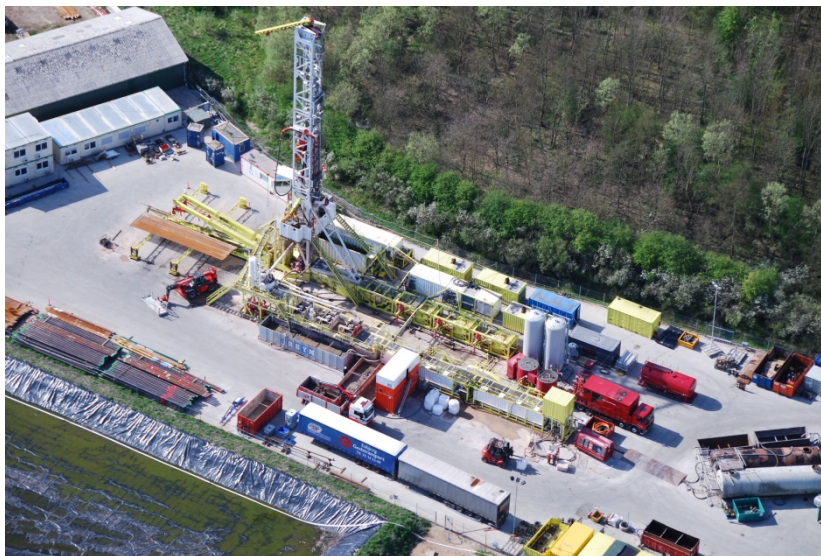
Valget af borerig er for så vidt angår det tekniske baseret på boreprogrammet, men der ses specielt på følgende:

Kapacitet	Dette referer til den løftekapacitet som boreriggen har fra derrickens udstyr. Der skal indregnes vægten af borestrengen, BHA samt en 'over pull'-sikkerhedsfaktor. Endvidere skal vægten af den længste sektion af casing indregnes. 'Over pull'-sikkerhedsfaktoren regnes ud fra kravet om løftekapacitet af hele borestrengen, som kan være fanget i en forsnævning i et åbent hul (ikke 'stuck'), samt hvis casing skal løftes ud fra afbøjede huller, hvor der kan forekomme 'differential sticking'.
Footprint	Hvor meget plads kommer boreriggen og associerede systemer til at optage? Der skal også tage hensyn til sikkerheden på pladsen hvor operationer med tunge

	løfte vil pågå i hele boreperioden.
Pumpekapacitet	Se neden for.
Væske-rensning	Se neden for.
Borestreng og BHA	Se neden for.
BOP	Se neden for.
Instrumentering	Det skal defineres, hvilke parametre, der ønskes målinger på, og hvor ofte disse ønskes. Alle borerigge kommer med en basis-instrumentationspakke, som sikrer at boring kan foregå. Men hvis der er eksterne krav til upload af data til internettet, til et eksternt data-/analysecenter eller andre formål, skal dette indgå i vurderingen af boreriggen, og specielt de ekstraomkostninger, dette medfører.
Miljø	Foruden at der skal ses på personsikkerhed og miljø (emissioner, spild, bortkørsel), skal det også vurderes, hvilken indvirkning boreriggen har på lokalmiljøet under borearbejdet, specielt med hensyn til støj.
Support	Det skal ses på riggens procedurer i henhold til nedbrud og vedligehold.
Mandskab og træning	Det er vigtigt, at der stilles krav til mandskabets kvalifikationer, deres erfaring med den konkrete borerig. Erfaringer med geotermiske boreriger i almindelighed samt den pågældende geologi i området kan desuden være med til at effektivisere borearbejdet.

Valget vil typisk falde på en rig med 'top drive'-system i modsætning til et 'rotary table', som er et ældre system. 'Top drive'-systemer er typisk mere omkostnings-effektive med hensyn til borehastighed og tidsforbrug.

Den økonomiske side af de indkomne tilbud skal sammenlignes ikke kun på de direkte rater, men også på mobiliseringstid og -udgifter, tidsforbrug og omkostninger ved flytning af riggen mellem brøndene mv.



Figur 14: Borerig i Sønderborg, maj 2010 (foto: Sønderborg Fjernvarme).

BOTTOM HOLE ASSEMBLY (BHA)

En BHA består normalt af borestrengen, drill collar samt borekronen. Herudover kan der i BHA'en være indbygget måleinstrumenter (Measurement While Drilling, MWD eller Logging While Drilling, LWD) samt motorer til rotering af borekronen uafhængigt af borestrengen (bruges i devierede boringer).

BORESTRENG

Vægten af borestrengen er typisk langt større end den ønskede vægt på borekronen. Dette styres ved, at riggen mere eller mindre holder vægten af borestrengen. Endvidere sikrer dette, at borestrengen ikke bukker/krøller under dens egenvægt.

DRILL COLLAR

Drill collar er et overgangsstykke mellem borestrengen og borekronen. Borekraven sikrer en ensartet fordeling af vægt på borekronen, samtidig med at den optager en del af de rotationskræfter, som modvirker en effektiv boring.

BOREKRONEN

En borekrone er enten af typen 'roller cone' eller 'drag'. En 'roller cone' borekrone knuser sedimentet efterhånden, som rullemejslernes tænder kommer i kontakt med bunden af hullet. En 'drag' borekrone gnaver materialet af, på samme måde som en CNC-maskine fræser materiale af en plade. En 'drag' borekrone har ingen bevægelige dele.



Figur 15: 24" borekrone af typen 'roller cone'.

For begge typer af borekroner er det tænderne, som skaber virkningen. De kan være lavet af forskellige legeringer og med forskellige komponenter indlejret i legeringer for at skabe den mest effektive borekrone til den givne formation.

Indbygget i borekronen er en række dyser, hvorigennem borevæske sprøjtes ud. En borekrones effektivitet er en kombination af borekronens vekselvirkning med borevæsken og formationen. Der indarbejdes derfor en række scenarier i boreprogrammet, hvor forskellige kombinationer analyseres og vælges.

BOREVÆSKE

Borevæske, der også kaldes boremudder, pumpes ned igennem indersiden af borestrengen, gennem en dyse i borekronen og op langs annulus (mellemrummet mellem borehullets væg og borestrengens yderside). Væsken bærer borespåner ud, hvor disse separeres fra, og borevæsken genbruges.

Borevæske består af tre hovedkomponenter:

- Væske: olie, saltvand eller ferskvand kan bruges som væske-base. Oliebaserede borevæsker bruges normalt ikke til geotermiske borer.
- Viscosifiers: Disse tilsættes borevæsken for at gøre den mere eller mindre viskos (tyktflydende). Der er typisk tale om aktive ler typer eller polymerer med bestemte egenskaber, som reagerer med væsken.
- Passivt fyldstof: Passivt fyldstof reagerer ikke med væsken, men er med til at skabe densiteten af væsken, og der bruges typisk en barit-type.

Funktionen af borevæske er følgende:

Afkøler og renser borekronen	Dette er med til at forlænge borekronens levetid.
Smøring	Ved afbøjede borer vil returvæsken være med til at nedsætte friktionen mellem borestrengen og indersiden af borehullet betragteligt, hvilket også er med til sikre mod træthedsbrud på borestrengen.
Holde stabiliteten af borehullet	Den rette blanding af borevæske er med til at holde stabiliteten af borehullet. Derved sikres mod kollaps af hullet, som kan fange borestrengen. Endvidere skal væsken være med til at holde borespåner opblandet i væsken ved bore stop. Hvis dette ikke sker, kan spånerne falde ned og pakke omkring borestreng og borekrone.
Transport af borespåner	Borevæsken bringer borespånerne op til overfladen, hvor disse kan fjernes og analyseres for identifikation af den pågældende formation.
Kontrol af formationstryk	Borevæskens densitet og viskositet kan justeres til at holde ligevægt i forhold til det omgivende formationstryk. Derved kan man modvirke indtrængning af væske eller gas fra formationen til borehullet (kaldet et 'kick'). Man kan også ved at sænke densiteten mindske risikoen for at skade formationen gennem

Kommunikation	frakturering ved for højt tryk. Ved at sætte en puls transmitter på BHA kan man sende styresignaler til og modtage statusinformation fra BHA.
---------------	--

PUMPER

Ved valget af pumper til cirkulation af borevæsken skal man sikre den nødvendige pumpekapacitet (flow og tryk) til at:

- oprense bunden af borehullet,
- opretholde flow i annulus til at løfte borespånerne ud af brønden
- samt sikre et stabilt hydraulisk tryk til at drive eventuelle motorer i BHA'en.

OPRENSNING

Når borevæsken kommer retur til overfladen renses den for at kunne genanvendes. Først køres borevæsken gennem en 'shaker', hvor de største borespåner filteres fra. Derefter føres borevæsken gennem en række centrifuger, hvor mindre borespåner bortfilteres. Muddrets kvalitets evalueres herefter, og det justeres efter de ønskede forhold.



Figur 16: Behandling af boremudder.

BRØNDKONTROL

Ved boring skal der være balance i in- og outflow af borevæske. Hvis outflow oversiger inflow, kan det være tegn på et kick. Hvis inflow omvendt er større end outflow er det en indikation på 'lost circulation'. Da væsken genbruges vurderes balancen i praksis på mud pitten, hvor der måles på væskenniveauet, samtidig med at trykket i brønden, temperaturen i outflow væsken og mængden af cuttings måles.

Brøndkontrol handler om at hindre formationsvæsker i at komme ind i boringen, og dernæst sikkert at kunne fjerne dem, hvis de først er kommet ind. Hvis boringen kommer ind i et område, hvor trykket i formationen er højere end trykket i borevæsken, vil formationsvæskerne (inkl. gasser) kunne trænge ind i boringen, og der opleves et 'kick'. Hvis et 'kick' ikke hurtigt kan bringes under kontrol, kender væske-/gasstrømmen kun én vej – op igennem boringen, resulterende i et 'blow-out' som potentielt kan resultere i tab af udstyr, menneskeliv foruden forurening af det omkringliggende miljø.

Udstyr, som skal kontrollere et 'kick' og et 'outflow', kaldes en BOP (Blow Out Preventer). En BOP består af en række elementer, som sammensættes i boreprogrammet i henhold til den forventede lokale geologi.

De fem basiselementer, som BOP'en kan sammensættes af, er:

Rotating head	Udstyret danner en forsegling rundt om borestrengen. Forseglingen sikres i et hus.
Annular preventer	Udstyret består af en fleksibel pakning, som forsegler rundt om borestreng, casing etc. På grund af den fleksible pakning sluttet der også tæt omkring ikke-regulære former.
Pipe rams	Udstyret består af to halvplader med hul udskåret til borestrengen. De slutter omkring borestrengen fra hver side.
Blind rams	Udstyret er som en pipe ram, men uden hul. Blind rams lukkes, når der ikke er udstyr i hullet.
Shear rams	En shear ram er to knive, som fra begge sider skærer borestrengen over. Alt udstyr under en aktiveret shear ram falder ned i hullet og skal efterfølgende, når der er kontrol med væske flowet, fiskes ud. En shear ram er at betragte som en sidste udvej.

En BOP bygges altid med annular preventers øverst og rams nederst.

I BOP'en indbygges et element kaldet en 'spool', til den er koblet 'choke' og 'kill' lines. Disse bruges til kontrolleret at tage tryk ud eller pumpe væske ind i brønden.

CASING

Casing er stål- eller glasfiber/kompositrør, som sættes i brønden, for at brønden ikke kolliderer, at formationen ikke sprækkes op, at bore- og formationsvæsker ikke blandes samt at sikre at eventuel gas i en formation ikke kan trænge ind i brønden og ødelægge udstyr eller skade mennesker ved en eksplosion.

Der er en lang række parametre, som gør sig gældende ved valg og design af casing. Man ser først på geologien i henhold til brøndsporet:

- Lag strukturen:
 - o frakturer, u-konsoliderede lag samt ustabile lag

- Formations væsker:
 - o tryk og forventet kemisk sammensætning
- Brøndkontrol
- Lovgivning

De ovenstående parametre kan også betegnes som eksterne, efterfølgende beskrives de interne:

- Brøndens forventede produktionsrate defineret ved flowet
- Dybde af produktionszonen
- Forventede temperaturinterval(-ler)
- Brine (saltvand) kemi
- Completion-type
- Brøndspor (vertikal eller afbøjet)
- Kick-off point (hvis afbøjet)
- Behov for specielle casing størrelser, materialer eller sammenføjninger
- Længde på 'strings', sammenføjninger af casing elementer

Når valget af den overordnede casing-strategi er gennemført, skal følgende bestemmes for hver casing-sektion:

Diameter	Diameteren henviser til den nominelle yderdiameter for et casing element.
Vægt	Vægt udtrykkes i kg/m eller pound/foot og giver et udtryk for tykkelsen af 'væggen' på casingen (tungere casing har mindre indre diameter pga. den nominelle yderværdi fastholdes; derved reduceres flow kapaciteten i røret).
'Grade'	'Grade' referer til trækstyrken af casingen, men viser også noget om casingens metallurgiske sammensætning og dermed holdbarhed overfor bl.a. korrosion.

Endvidere skal casing vælges ud fra styrke og modstandsdygtighed over for sprængnings- og kollapsestryk samt drejningsmoment.

I de danske geotermiske anlæg er der hidtil kun anvendt stålrør, men fra udlandet er der erfaringer med andre typer casing af glasfiber og kompositmaterialer. Sådanne alternative casing-typer kan være interessante, da de typisk ikke er så følsomme over for korrosion, som stålrør er. Ved overvejelser om brug af alternative casing-typer skal deres styrke og anvendelighed under installationen dog tages med i betragtning.



Figur 17: 9 5/8" casing med centralisers.

CEMENT

Casing bliver cementeret på plads i brønden. Dette gøres ved at pumpe en beregnet volumen cement igennem casing og ud i annulus (afstanden mellem brøndvæg (well bore) og casing). For at gennemføre en god cementering af casing, skal brøndvæggen være forberedt, casing skal centraliseres, og bevægelse af casing skal holdes på et minimum. Hvis dette ikke sker skabes kanaler op langs casingen, hvor formationsvæske eller indtrængende gas fra formationen kan løbe.

Cementen har derved tre funktioner: den yder mekanisk støtte til casing, den beskytter ydersiden af casing mod korrosion fra formationsvæsker, og den forsegler annulus.

COMPLETION

Når brønden er boret igennem reservoirformationen, udvælges den del af formationen, som der skal udvindes fra eller injiceres i. Dette sker på baggrund af målinger i det åbne hul sammenholdt med geologernes beskrivelser og vurderinger af borespåner og eventuelle borekerner fra reservoirformationen.

Oftest består reservoirformationen af lag af god reservoirkvalitet (fx sandsten med høj porøsitet/permeabilitet, velsorterede, mellemstørrelse sandkorn) og lag af ringe reservoirkvalitet (fx meget usorterede sandsten eller lersten). Der kan sågar være lag i reservoiret, som ikke ønskes produceret (fx meget løse og uce-

menterede og finkornede sandsten og siltsten). Derfor er det vigtigt, at det er de rette dele af reservoiret som åbnes for produktion/injektion (udbygges).

Der findes flere udbygningsmetoder, men i danske geotermiske brønde er det primært filtre og gruskastninger samt perforationer, der er relevante.

Et filter med tilhørende gruskastning er dyrere og vanskeligere at udføre end perforationer, men giver en bedre kontrol med reservoirformationen og mindre produktion af partikler. Filtre og gruskastninger er desuden mere robuste over for efterfølgende udsyringer af brønden.

BRØNDETEST

Når brønden er udbygget, forsynes den med et prøvepumpningsudstyr, og der pumpes en givet volumen formationsvand op for at vurdere, evaluere og analysere formationsvandets kemiske sammensætning, temperatur, produktionsrate og andre relevante parametre. Herved opnås der en stor grad af sikkerhed for det geotermiske anlægs produktion og driftsøkonomi.

3.6 OVERFLADEANLÆG

Resultaterne af pumpetest i den første boring vil udgøre et godt foreløbigt grundlag til at starte dimensionering og projektering af overfladeanlægget. Det endelige design kan dog først fastlægges, når pumpetest af samtlige boringer er udført.

Overfladeanlægget har til formål at oppumpe geotermivandet fra reservoiret via produktionsbrønden, overføre varmen til fjernvarmevandet på den mest effektive og økonomiske måde for derefter at pumpe det afkølede geotermivand tilbage i reservoiret gennem injektionsbrønden.

KONCEPTER FOR OVERFLADEANLÆGGET

Designet af overfladeanlægget må i høj grad tilpasses de aktuelle værdier for flow, temperatur og data for det geotermiske reservoir og fjernvarmesystemet, men herudover skal der tidligt i forløbet træffes en række konceptuelle valg, som beskrives nærmere neden for.

Er reservoirtemperaturen væsentligt højere end fjernvarmenettets returtemperatur, kan energien i princippet overføres fra geotermivandet til fjernvarmevandet alene ved direkte varmeveksling. Det vil dog typisk være fordelagtigt at overføre mere varme ved hjælp af en varmepumpe, da det giver en langt bedre udnyttelse af den værdifulde ressource, som det geotermiske vand udgør. Ved reservoirtemperaturer, som ligger på niveau med eller er lavere end fjernvarmenettets

returtemperatur, er varmepumper helt nødvendige for at kunne overføre varme fra det geotermiske vand til fjernvarmevandet.

MED ELLER UDEN VARMEPUMPER?

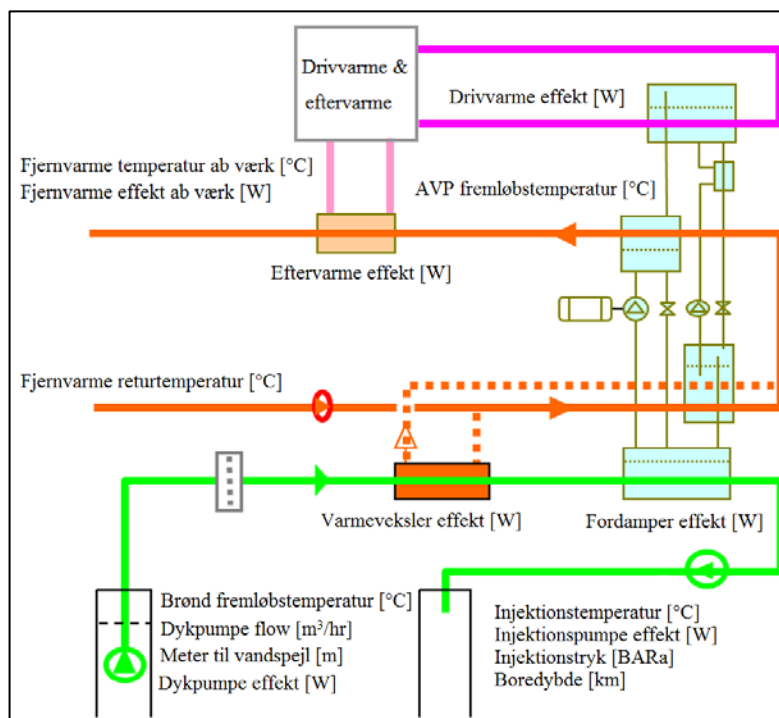
Det geotermiske anlæg på Amager kan producere op til 235 m³/h ved en reservoirtemperatur på ca. 74 °C.

Returtemperaturen på det lokale fjernvarmenettet er relativt høj – ca. 50 °C. De 235 m³/h kan altså ved direkte varmeveksling afkøles fra 74 til 53 °C, hvilket giver en fjernvarmeproduktion fra undergrunden på ca. 5 MW.

Anlægget er dog udstyret med absorptionsvarmepumper, hvilket betyder, at det geotermiske vand kan afkøles til ca. 17 °C inden injektion. Anlægget kan derfor producere op til 14 MW fra undergrunden ved anvendelse af (absorptions)varmepumper.

Skulle anlægget have været i stand til at producere den samme effekt alene gennem direkte varmeveksling, skulle der have været boret 6 i stedet for 2 brønde. Da de tre absorptionsvarmepumper er langt billigere og mindre risikofyldte at etablere end de fire ekstra brønde, er der god fornuft i at udstyre anlægget med varmepumper for derigennem at sikre en effektiv udnyttelse af den geotermiske ressource.

Det overordnede design af et geotermisk anlæg med direkte varmeveksling og (absorptions)varmepumpe fremgår af Figur 18.



Figur 18: Overordnet design af et geotermisk anlæg med varmeveksler og absorptionsvarmepumpe.

Det overordnede design i Figur 18 er bygget op omkring en fjernvarmekreds (orangerød), en geotermivandskreds (grøn) og en drivvarmekreds (lilla). Ofte er overfladeanlægget i praksis væsentligt mere kompliceret med flere parallelle og/eller seriekoblede varmevekslere og varmepumper. Neden for gennemgås de overordnede principper og komponenter i anlægget, mens der henvises til de efterfølgende afsnit for yderligere detaljer omkring virkemåde og dimensionering af de enkelte komponenter.

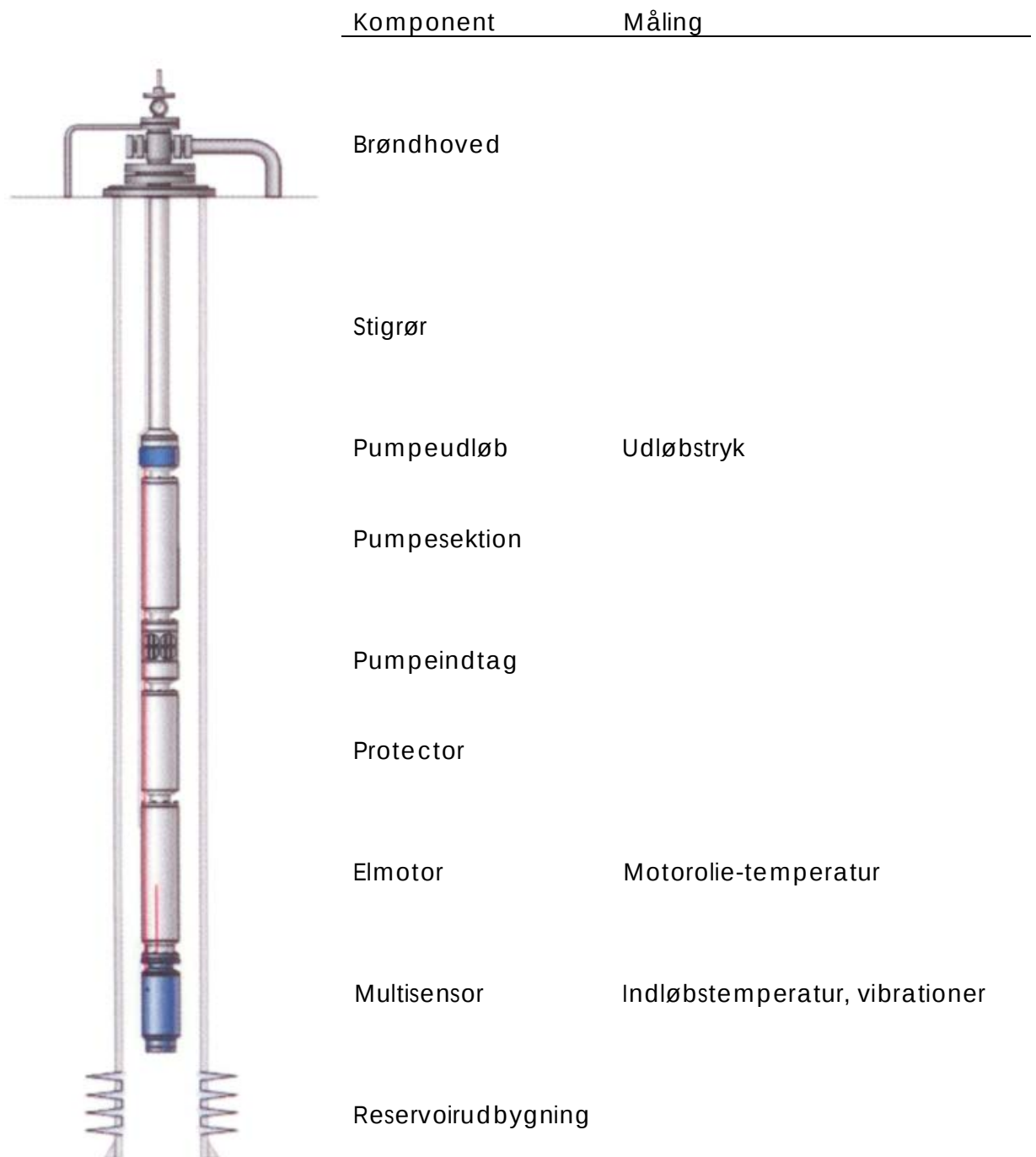
Geotermivandskredsen består i hovedtræk af produktionsbrønden, hvorfra det geotermiske vand pumpes op ved hjælp af en dykpumpe. Eventuelle partikler, som måtte blive ført op af brønden sammen med vandet filtreres fra, inden det geotermiske vand ledes igennem varmeveksleren og efterfølgende varmepumpens fordamper, hvor energien overføres til fjernvarmevandet. Efter varmeveksler og/eller varmepumpe foretages en yderlige, finere (dybde)filtrering, inden det geotermiske vand injiceres tilbage i reservoiret, eventuelt ved hjælp af en injektionspumpe.

DYKPUMPEN

I produktionsbrønden installeres en dykpumpe, som skal pumpe geotermivandet til jordoverfladen og cirkulere det i geotermivandskredsen, hvor trykket overalt skal holdes over partialtrykket for eventuelt opløste gasser i geotermivandet (bubble point).

Pumpen nedsænkes i produktionsbrønden under vandspejlet ved hjælp af et stigrør, som går til overfladen. Når borerne er afbøjede, tilstræbes det, at krumningen ikke er for stor før pumpekammeret, da det ellers kan blive vanskeligt eller umuligt at installere pumpen. Den dybde, som pumpen hænger i, afhænger af en række parametre såsom de opløste gassers partialtryk, trykket i reservoiret samt sænkningen af vandspejlet ved drift af pumpen. Derfor skal pumpens installationsdybde tilpasses de lokale forhold. Typisk sidder pumpen 300-700 m under terræn. Pumpen drives elektrisk og forsynes med spænding fra en frekvensomformer via et højspændingskabel, som tilsluttes pumpen og installeres sammen med denne.

Dykpumpen er selvsagt en meget kritisk komponent i driften af det geotermiske anlæg. Samtidig er pumpen en meget speciel komponent, for hvilken der typisk er en lang leveringstid (et halvt år eller mere). Som en del af reservedelsstrategien bør det derfor overvejes at have en dykpumpe liggende i reserve.

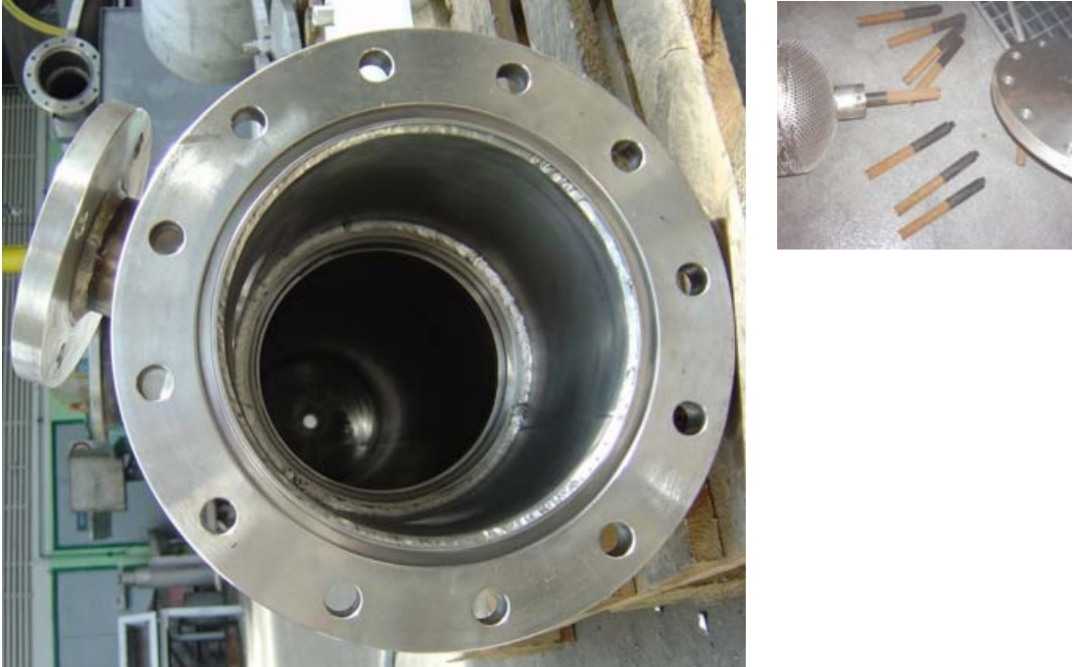


Figur 19: Eksempel på dykpumpens komponenter og instrumentering.

FILTRE

Da et godt reservoir er kendetegnet ved høj porøsitet og moderat eller ringe cementering, kan der være urenheder i det producerede salte vand i form af partikler fra sandstenen samt korrosionsprodukter fra produktionsbrønden og overfladeanlægget. Disse urenheder vil sætte sig i systemet og især i injektionsbrønden i overgangen mellem brønd og reservoir, med mindre de fjernes i overfladeanlægget.

Det er derfor nødvendigt at installere filtre, og der installeres normalt filtre både umiddelbart efter produktionsbrønden og lige før injektionsbrønden. De første filtre skal sikre, at partikler større end for eksempel 2 mikrometer filtreres fra, inden geotermivandet løber ind i varmevekslere og/eller varmepumper. Denne filtrering sker typisk med posefiltre og evt. mekanisk selvrensende forfiltre.



Figur 20: Posefiltre uden filterindsats.

Filtre før injektionsbrønden skal sikre en dybdefiltrering, hvor partikler mindre end for eksempel 1 mikrometer fjernes. Dybdefiltreringen sker typisk med patronfiltre.



Figur 21: Patronfiltre.

VARMEVEKSLERE

Varmeveksleren i det geotermiske anlæg har til opgave at overføre så stor en del den termiske energi fra geotermivandet til fjernvarmevandet som muligt. Det er fordelagtigt at anvende en varmeveksler tidligt i processen, hvis reservoirtemperaturen er højere end fjernvarmevandets returtemperatur.

Geotermivandets ofte høje saltindhold (salinitet) gør det potentielt stærkt korrosivt, hvis det kommer i kontakt med ilt, og derfor fremstilles varmevekslernes plader typisk af titanium.



Figur 22: Høje, slanke pladevarmevekslere i serie sikrer en effektiv overførsel af energi fra geotermi- til fjernvarmevandet.

VARMEPUMPER

Varmepumpen i det geotermiske anlæg tjener to formål:

- at hæve fremløbstemperaturen i fjernvarmenettet til det ønskede niveau samt
- at køle geotermivandet ned, inden vandet pumpes tilbage til reservoiret, for på den måde at udtrække mere energi af hver enkelt m³ vand.

Der findes flere forskellige typer varmepumper, men fælles for dem er evnen til at flytte energien fra det koldere geotermivand til det varmere fjernvarmevand. Det

gælder for varmepumper – som for mange andre energianlæg – at en lav fjernvarmetemperatur er en fordel, idet varmepumpernes effektivitet (Coefficient Of Performance defineret som den totale fjernvarmeproduktion divideret med den forbrugte drivenergi – i øvrigt ikke at forveksle med systemets samlede COP) herved forbedres.

De geotermianlæg, der hidtil er etableret i Danmark, anvender alle absorptionsvarmepumper. Baggrunden for at vælge absorptionsvarmepumper frem for kompressorvarmepumper skal blandt andet findes i det danske afgiftssystem samt den relativt store varmeeffekt, som skal overføres i varmepumpen.

Det geotermiske anlæg i Thisted blev i 1984 oprindeligt designet med en elektrisk drevet kompressorvarmepumpe, der kunne optage effekten fra en volumenstrøm på 35 m³/h geotermivand (Mahler, 2013). Elektriske varmepumper var på daværende tidspunkt kapacitetsmæssigt kun i stand til at optage varmen fra en mindre volumenstrøm geotermivand. Da afgiften på el til varmepumper blev omlagt, var det ikke længere økonomisk rentabelt at anvende den elektriske varmepumpe, og det blev derfor i 1988 besluttet at opstille en absorptionsvarmepumpe, som kunne drives af hedtvand fra affaldsforbrændingen. Anvendelsen af først én og senere to absorptionsvarmepumper gav også mulighed for at udevide anlægget, så der i dag indvindes op til 7 MW fra et geotermivandsflow på 200 m³/h.

Selv med de seneste sænkelse af elafgifterne for el til varmeproduktion har elvarmepumperne dog stadig forholdsvis høje driftsomkostninger. Geotermianlæg vil derfor generelt kunne opnå lavere varmepriser ved anvendelse af absorptionsvarmepumper, ikke mindst hvis drivvarmen til disse alligevel udnyttes til varmeproduktion. Det enkelte fjernvarmewærk må på baggrund af de lokale forudsætninger vælge den mest hensigtsmæssige varmepumpeteknologi. Lokalplaner og andre restriktioner kan betyde, at opførsel af nye kedler til levering af hedtvand/damp til absorptionsvarmepumper er udelukket. I så tilfælde vil det eneste valg af varmepumpe da være den elektriske.

ABSORPTIONSVARMEPUMPER VS. KOMPRESSORVARMEPUMPER

Selvom hedtvands-/dampdrevne absorptionsvarmepumper hidtil har været anvendt med succes i de etablerede danske anlæg, kan der potentielt set være en række fordele ved fremover at anvende el-drevne kompressorvarmepumper.

Absorptionsvarmepumpen kræver drivenergi i form af damp eller hedtvand og har en forholdsvis lav COP. En elektrisk drevet kompressorvarmepumpe skal derimod tilsluttes elnettet og har samtidig en væsentlig højere COP. Dette gør det muligt at placere fremtidige geotermiske anlæg uden hensyntagen til adgangen til damp eller hedtvand, hvilket for eksempel vil være en fordel i byområder,

hvor kedelanlæg ikke umiddelbart kan placeres. En elvarmepumpe er derfor en mere fleksibel løsning.

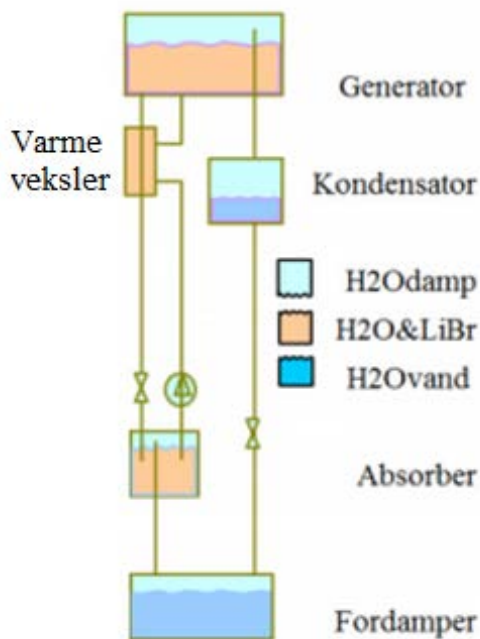
Der er i de senere år sket en væsentlig teknologisk udvikling af elvarmepumper. Der findes i dag elvarmepumper, der kan levere høje kondensatortemperaturer og effekter, hvilket gør dem sammenlignelige med store absorptionsvarmepumper. Et geotermisk anlæg, der anvender el som drivenergi i varmepumperne, vil også kunne udnytte billig el fra fx vindmøller til produktion af fjernvarme. Dog eigner geotermiske anlæg sig af både tekniske og driftsøkonomiske årsager bedst som grundlast, hvorfor det bør sikres, at det geotermiske anlæg også kan drives i perioder uden billig el.

Brugen af absorptionsvarmepumper i geotermisk varmeproduktion har gjort, at der i Danmark er indsamlet mange erfaringer med store absorptionsvarmepumper, mens der ikke i samme grad er erfaringer med store elvarmepumper. I Sverige gør det modsatte sig gældende, hvilket blandt andet skyldes, at den svenske fjernvarmeforsyning blev kraftigt udbygget efter oliekrisen i 70'erne i kombination med de lave elpriser fra atomkraft og vandkraft. De svenske erfaringer med fjernvarme baseret på elvarmepumper har været overvejende positive med en generel høj rådighedsfaktor samt COP-værdier op til 4. Varmekilderne i disse anlæg har været forskellige og inkluderer bl.a. varme fra industrielle processer, havvand, geotermi, røggaskondensering og spildevand.

For at opnå højere temperaturer i elvarmepumpen kræves typisk et stort tryk i kondensatoren, og derfor er større anlæg oftest konfigureret i flere stadier med et antal seriekoblede kompressorer. Sådanne hybridvarmepumper, som stadig må sige at være under udvikling i de størrelser, som er relevante i forbindelse med geotermi, kan dog levere tilstrækkeligt høje temperaturer ved væsentligt lavere tryk.

En beskrivelse af opbygningen af de tre typer varmepumper og deres virkemåde er givet neden for.

ABSORPTIONSVARMEPUMPER



Figur 23: Princippet i en absorptionsvarmepumpe



Figur 24: Eksempel på en absorptionsvarmepumpe

Virkemåde

Absorptionsvarmepumpen anvender vand som arbejdsmedie og fungerer ved hjælp af en termisk/kemisk proces, hvor saltet litiumbromid anvendes til at holde et lavt tryk i fordamperen. Koncentrationen af litiumbromid i vand varieres ved at absorbere vanddamp i absorberen og senere afkoge vand i generatoren.

Varmeoptag

Varmen optages fra geotermivandet i fordamperen ved lav temperatur og tryk. Her sker et faseskift i kølemidlet (vand) til damp. For at kunne koge vand ved lave temperaturer (under 20 °C) kræves et meget lavt tryk tæt på vakuum i fordamperen.

Varmeafgivelse

Fra fordamperen suges vanddampene op i absorberen ved hjælp af en blanding af litiumbromid (LiBr) og vand (H₂O). Litiumbromid er et salt, som er ekstremt vandsugende. Når LiBr/H₂O-blandingen optager (absorberer) vanddampene fra fordamperen, afgives der varme, som overføres til fjernvarmeførendet. Samtidig fortyndes LiBr/H₂O-blandingen. Trykket i absorberen er stort set det samme som i fordamperen.

Cirkulation

For at holde processen i gang er det nødvendigt løbende igen at øge koncentrationen af LiBr/H₂O-

blandingen. En mindre cirkulationspumpe løfter LiBr/H₂O-blandingen fra absorberen op i generatoren. I generatoren koges en del af vandet af ved hjælp af en ekstern damp- eller hedtvandsforsyning. Den opkoncentrerede LiBr/H₂O-blanding ledes tilbage til absorberen via en intern varmeveksler og en ventil.

Varmeafgivelse

Vanddampen fra generatoren kondenseres i kondensatoren og afgiver derved sin energi til fjernvarmevandet, inden det ledes tilbage til fordamperen. Trykket i kondensatoren er en smule lavere end i generatoren.

Anvendelsesområde

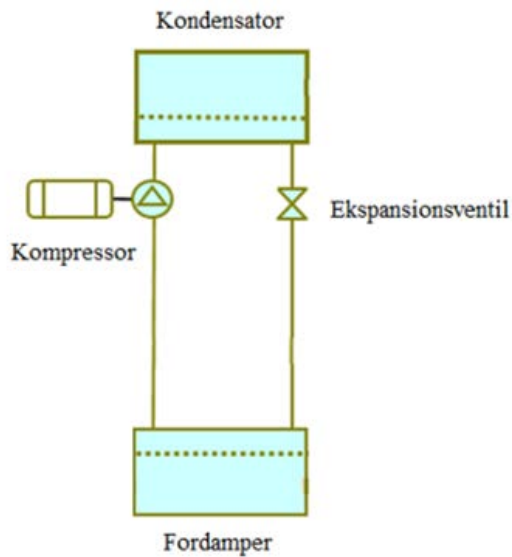
Absorptionsvarmepumpen har en COP på omkring 1,7-1,9. Absorptionsvarmepumpen har i sig selv ingen lokale udledninger, men anvender oftest drivenergi i form af damp eller hedtvand fra en nærliggende termisk produktion.

Trykket i fordamperen er afhængig af fjernvarmetemperaturen ind i absorberen (der har samme tryk som fordamperen), og da en forøgelse af litiumbromid-koncentrationen kan føre til krystallisering i absorberen, kan absorptionsvarmepumpen ikke køle geotermivandet lige så langt ned, som kompressorvarmepumpen er i stand til.

Ulemper

Absorptionsvarmepumpen er følsom over for variationer i flowstrømme, og temperaturvariationer i absorberen kan føre til krystallisering.

KONVENTIONELLE KOMPRESSORVARMEPUMPER



Figur 25: Princippet i en kompressorvarmepumpe



Figur 26: Eksempel på en kompressorvarmepumpe

Virkemåde

Den konventionelle kompressorvarmepumpe består af et lukket system, hvori der cirkulerer et arbejdsmedie (eksempelvis ammoniak), som ved fordampning optager energi fra geotermivandet og ved kondensation afgiver det til fjernvarmevandet.

Varmeoptag

Varmen optages fra geotermivandet i fordamperen ved lav temperatur og tryk. Her sker et faseskift til damp.

Kompression

Arbejdsmediet løftes ved hjælp af en kompressor til et tryk, hvor kondenseringen kan ske ved en højere temperatur. Kompressorens tilførte arbejde afsættes i arbejdsmediet i form af varme.

Varmeafgivelse

Varmen, som er blevet tilført arbejdsmediet fra fordamperen og kompressoren, vil blive afgivet i kondensatoren. Her sker et faseskift til væske.

Ekspansion

Ekspansionsventilen sænker trykket, og derved sker et faseskift i arbejdsmediet fra væske til damp, og kredsen er derved sluttet.

Anvendelsesområde

Den elektriske varmepumpe har en COP på typisk omkring 4, når den anvendes til geotermi. Den elektriske varmepumpe kan generere et meget lavt fordampetryk, og derved muliggøres en større afkøling af geotermivandet, teoretisk set helt ned i nærhe-

den af frysepunktet.

Ulemper

Større kompressorvarmepumper er følsomme over for start og stop. Vibrationer kan forekomme. Svenske erfaringer viser, at lækage af arbejdsmedie er hyppigt forekommende. Ammoniak som arbejdsmedie korroderer kobber og er giftigt. Ved høje temperaturer bliver varmepumpen teknisk mere kompliceret, da den skal konfigureres i flere trin.

HYBRIDVARMEPUMPER

Markedet for elvarmepumper har udviklet sig til også at inkludere en ny type varmepumpe kaldet en hybridvarmepumpe, som har lovende udsigter for fjernvarmeproduktion især ved højere fremløbstemperaturer. Indtil videre er kun nogle få anlæg med den nødvendige kapacitet i drift, blandt andet i Norge.

Processen, som driver hybridvarmepumpen, virker, som navnet antyder det, ved at kombinere processerne fra absorptions- og kompressorvarmepumperne. Ved at anvende en blanding af ammoniak og vand som arbejdsmedie er det muligt at opnå høje temperaturer på over 100 °C i kondensatoren. Dette er muligt, da ammoniak og vand genererer varme, når de to stoffer blandes. Ved igen at separere ammoniak og vand i en separator er det muligt at anvende en pumpe til at hæve trykket i vandet, og en kompressor til at hæve trykket i ammoniakgasen. Fremgangsmåden gør det muligt at anvende en mindre kompressor og lavere tryk, end hvad der ville være tilfældet for en kompressorvarmepumpe med ammoniak som arbejdsmedie.

INJEKTIONSPUMPEN

Medmindre reservoirets samlede vandledende egenskaber er meget gode, er det nødvendigt at installere en injektionspumpe for at presse det afkølede geotermiske vand tilbage i reservoiret. Injektionspumpen kan typisk levere et injektionstryk på op til for eksempel 80 bar svarende til trykklassen for brøndhovedet og rørene mellem injektionspumpen og brøndhovedet.

Injektionspumpens motor forsynes elektrisk via en frekvensomformer.



Figur 27: Injektionspumpe.

RØR OG PROCESANLÆG

Det geotermiske vand, som pumpes op af produktionsbrønden, er potentielt set stærkt korrosivt på grund af den høje salinitet. Så længe der ikke er ilt til stede, kan korrosionen dog holdes på et overkommeligt niveau (fx 0,2 mm pr. år). Der er imidlertid risiko for, at der trænger ilt ind i systemet, især når anlægget stoppes og der opstår et undertryk i overfladeanlægget, fordi den tunge vandsøjle falder tilbage i brøndene.

For at imødegå dette påfyldes der typisk kvælstof i overfladeanlægget og brøndene, når anlægget stoppes. Rør og procesanlæg dimensioneres også med et større korrosionstillæg. Det er vigtigt, at ventilerne i kvælstofsystemet skal kunne tåle det saltholdige geotermivand.

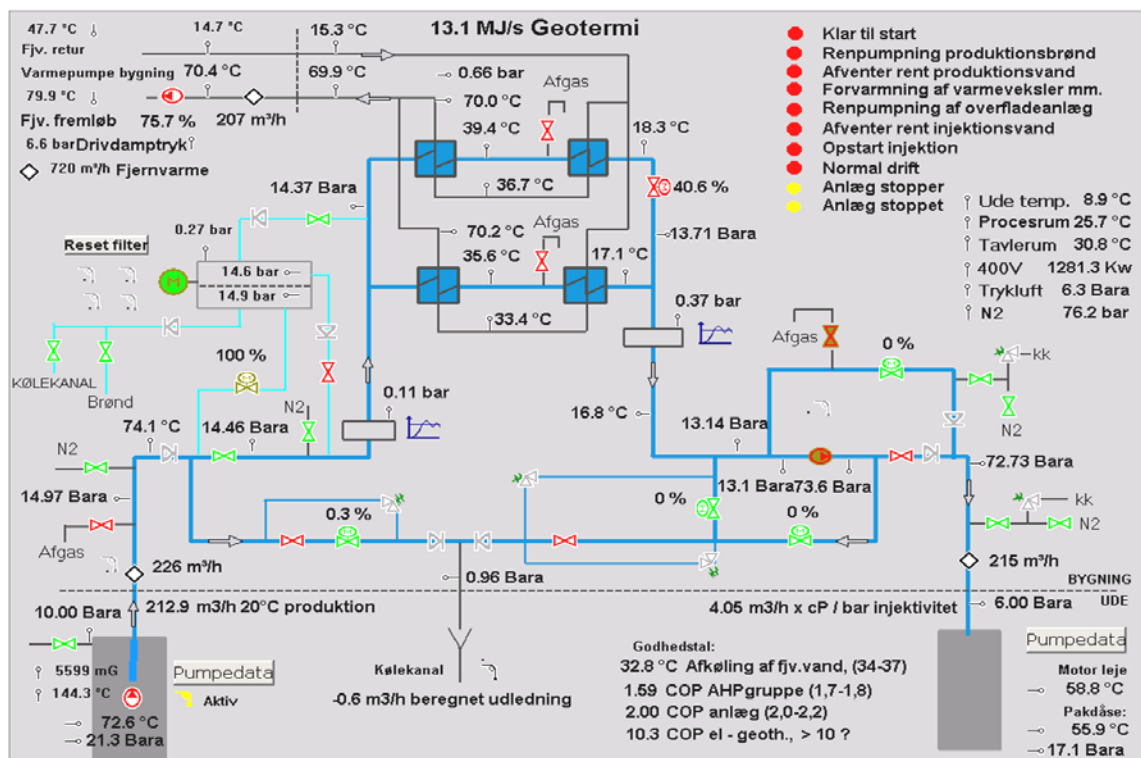
Som værn mod galvanisk korrosion vil det sandsynligvis være nødvendigt at montere offeranoder flere steder i anlægget. Særligt ved ind- og udløb til filterhuse og eventuelt også varmevekslere, hvor der er forskelle i materialernes ædelhed, kan offeranoder være nødvendige.

I forbindelse med prøvepumpningen af borerne bør der tages en prøve af det geotermiske vand og helst i reservoirdybde. Denne vandprøve skal bruges til at bestemme vandkemien, herunder også saliniteten og de opløste gasser partialtryk (bubble point). Indholdet af mineraler og gasser i det geotermiske vand vil normalt være relativt stort, og det er nødvendigt have dette for øje, når man vælger komponenter og materialer.

Under filterskylning og renpumpning af produktionsbrønden vil det typisk være nødvendigt at udlede geotermivand lokalt frem for at injicere det i injektionsbrønden. Det samme gør sig gældende efter filterskift og reparationsarbejder, hvor vandet i overfladeanlægget er blevet iltet og derfor er stærkt korrosivt. Udledningen kan for eksempel ske til havet og kræver en udledningstilladelse. Hvis mulighederne for at udlede geotermisk vand til havet er begrænsede eller ikke-eksisterende, kan det være nødvendigt at etablere en buffertank til opsamling af geotermisk vand, som så senere kan pumpes ud eller køres bort i tankbiler.

INSTRUMENTERING OG SRO

Styring, regulering og overvågning (SRO) af det geotermiske anlæg foregår ved hjælp af et SRO-anlæg, som betjenes af driftspersonalet via en computer med en grafisk brugerflade, svarende til hvad der kendes for andre energiproducerende anlæg og fjernvarmecentraler. I det geotermiske anlæg er der placeret følere, der registrerer tryk, temperatur, flow m.v. og sender disse informationer til SRO-systemet.



ØVRIGE HJÆLPEANLÆG

Det geotermiske anlæg skal normalt også udstyres med et mekanisk ventilationsanlæg, som kan sende filtreret luft ind i anlægget for køling. Særligt anlæggets frekvensomformere og andre elektriske installationer skal ventileres for at opretholde en stabil drift af anlægget og sikre de elektriske komponenters levetid. Afhængig af anlæggets placering kan det også være hensigtsmæssigt at ventilere procesrum med varmepumper og varmevekslere. Dette kan også være nødvendigt for at sikre et overtryk i anlægget, der kan holde urenheder i udeluften (fx støv) ude af anlægget.

DESIGN OG ETABLERING AF OVERFLADEANLÆGGET

Designgrundlaget for det geotermiske anlæg bliver fastlagt på baggrund af de resultater, der opnås ved pumpetests af de geotermiske brønde. Som beskrevet i den generiske tidsplan i afsnit 9.1, kan det være hensigtsmæssigt med et overlap imellem tidsplanerne for borearbejdet og etableringen af overfladeanlægget.

Efter reservoirstesten kan design af større komponenter med lange leveringstider – fx varmepumperne og dyk- og injektionspumperne – eventuelt påbegyndes. Når hovedkomponenterne er fastlagt, kan rørsystemer og andet bedre designes, hvorefter udbuddet af bygningsarbejderne kan gennemføres.

Imens bygningsarbejderne kontraheres, kan procesanlæggene færdigprojekteres og udbydes, sådan at bygningsarbejderne kan færdiggøres forud for montagen af procesanlæggene.

Der henvises i øvrigt til kapitel 6 for yderligere betragtninger omkring kontraktstrategien for overfladeanlægget.

IDRIFTSÆTTELSE

Når det geotermiske anlæg er færdigetableret, skal hele anlægget inkl. boringerne startes, prøvekøres og trimmes ind, hvilket kan være en omfattende proces, da der typisk er adskillige delprocesser, der skal fungere sammen.

Et typisk idriftsættelsesforløb omfatter en række faser:

- Kold afprøvning foregår uden spænding på og vand i anlægget og har primært til formål at sikre, at alle komponenter er monteret korrekt. Parallelt med den kolde afprøvning foretages der typisk en renpumpning af brøndene, som har stået stille under etableringen af overfladeanlægget.
- Funktionsafprøvning foregår med spænding men stadig uden vand i anlægget med det formål at afprøve alle reguleringer, instrumenter og signaler.

- Varm afprøvning foretages med vand i anlægget og skal sikre, at det samlede anlæg fungerer efter hensigten og kører stabilt.
- Trimning og optimering skal sikre, at de enkelte komponenter kører med de forventede virkningsgrader, og at det samlede anlæg fungerer effektivt.
- Overdragelse til driften sker ideelt set, når anlægget er kommet i stabil og effektiv drift. I praksis er det dog ikke ualmindeligt, at overgangen fra idriftsættelse til almindelig drift er en glidende proces, som finder sted over et vist stykke tid.

Organiseringen af idriftsættelsen er beskrevet nærmere i afsnit 8.5.

3.7 DRIFT

Driften af det geotermiske anlæg varetages normalt af den lokale driftsorganisation, eventuelt med hjælp fra leverandører og servicefirmaer. Driftslederen har ansvaret for at sætte drift og vedligeholdelse i system. Det geotermiske anlæg er opbygget af mange systemer og komponenter, hvor af nogle – brøndene, dyk- og injektionspumperne samt varmepumperne – adskiller sig fra de øvrige i et almindeligt fjernvarmesystem. Driftsorganisationen skal derfor have mange forskelligartede kompetencer og kan også, især i de første driftsår, have behov for at sikre sig adgang til bistand i form af specialister med erfaring inden for geotermi, som kan bistå med specialviden inden for drift, optimering og fejludbedring.

Driftsteknikerne skal sammen med driftslederen udarbejde en detaljeret vedligeholdelsesstrategi, der eksempelvis kunne inkludere:

Dagligt tilsyn:

- Kontrol af filtre
- Kontrol af olie på komponenter med lejer
- Lækage og mislyde

Løbende vedligehold:

- Kvælstofpåfyldning
- Kontrol af geotermivandsvekslere og renses for belægninger efter behov
- Udskiftning af nedslidte komponenter
- Udsyring/oprensning af brønde efter behov

Der skal desuden foreligge en beredskabsplan for havari af nøglekomponenter som fx dykpumpen, som er afgørende for cirkulation i geotermivandskredsen. Et nedbrud af nøglekomponenter kan bevirke et stop af varmeproduktionen fra undergrunden. Beredskabsplanen kan også inkludere lagerføring af vitale reservedele såsom en ekstra dykpumpe. Serviceaftaler med servicefirmaer og entreprenører kan ligeledes være gavnlige for at sikre hurtig respons i forbindelse med afhjælpende vedligehold.

Driften af det geotermiske anlæg adskiller sig fra konventionelle fjernvarmeanlæg, der er baseret på et brændsel. Levetid, forventet produktion samt driftsproblemer binder sig i høj grad op på vandkemien. Vedligeholdes anlægget omhyggeligt og løbende, har geotermiske anlæg dog typisk en meget høj rådigheds- og kapacitetsfaktor, hvilket anlægget i Thisted og tilsvarende anlæg i udlandet over årene har bevist.

3.8 NEDLUKNING

Når driften af det geotermiske anlæg eller af en eller flere brønde i dette indstilles, skal anlægget og/eller brøndene lukkes ned. Denne nedlukning kan være af midlertidig (temporary suspension) eller permanent (plug and abandonment) karakter.

Nedlukningsproceduren skal beskrives i et nedlukningsprogram, der skal godkendes af Energistyrelsen, senest 1 år før nedlukningsprocessen begyndes (se også afsnit 7.1). Nedlukningsprogrammet bør som minimum beskrive:

- Hvorfor skal brønden lukkes?
- Hvordan vil nedlukning blive foretaget inklusiv beskrivelse af ansvarsfordelingen for dette nedlukningsarbejde?
- Hvordan vil den nedlukkede brønds integritet blive testet?
- Hvordan vil brøndstedet blive retableret efter nedlukningen?

Overordnede retningslinjer for nedlukningen af dybe brønde i Danmark kan findes på Energistyrelsens hjemmeside.

Den overordnede procedure i en nedlukning er at sikre reservoiret med cementpropper placeret i forudbestemte dybder i brønden. Cementpropperne etableres i og oven for den permeable zone i reservoiret. I den øverste del af brønden bliver der i tillæg etableret en cementprop som en ekstra sikring. Disse cementpropper sættes i brønden for at forhindre udstrømning fra reservoiret eller de øvre lag.

Afslutningsvis skæres brøndhovedet og de øverste casing-strenger af i en vis dybde (fx 2 m) under terræn, og brøndkælder samt eventuelt også boreplads og overfladeanlæg fjernes.

Nedlukning og fjernelse af et geotermisk anlæg kan godt være en relativt bekostelig affære, og det bør derfor overvejes at henlægge et beløb til denne aktivitet. Varmeforsyningsloven (se afsnit 7.2) tillader fjernvarmeselskaber at foretage henlæggelser op til 5 år før en given aktivitet som fx nedlukningen af det geotermiske anlæg.

4 USIKKERHEDER

Alle større projekter kræver en struktureret håndtering af de involverede usikkerheder. I geotermiske projekter er dette behov imidlertid mere synligt i end i så mange andre projekter, idet usikkerhederne i de tidlige faser – under projektudviklingen og anlægsetableringen – er relativt store. Derimod er usikkerhederne i driftsfasen mindre, da anlæggets økonomi fx ikke er direkte afhængig af udviklingen i brændselspriser over anlæggets levetid på 25-30 år.

Dette kapitel indeholder derfor dels en gennemgang af to værktøjer - risikovurdering og -styring samt grænsefladestyring – til håndtering og minimering af risici i geotermiprojekter og dels en gennemgang af nogle af de dominerende risikoelementer i de forskellige faser af projektet.

Risici opfattes i denne forbindelse som usikkerheder, der kun kan have negative konsekvenser. Usikkerheder giver derimod også mulighed for at tingene kan gå bedre end forventet (i litteraturen omtales sådanne usikkerheder ofte som chancer).

4.1 RISIKOVURDERING OG -STYRING

Risikovurdering er håndtering af projektrisici, fra et overordnet perspektiv og frem til en detaljering af de enkelte projektelementer og deres indbyrdes indvirkning. Risikoen skal styres gennem en proces fra forståelse af den enkelte risiko, vurdering og til endelig håndtering af risikoen.

Projektejeren/operatøren er ansvarlig for at definere og iværksætte processen med den løbende risikovurdering. Projektejeren styrer processen, vælger medlemmerne af risikoteamet og fastlægger, hvordan de skal arbejde med risiko.

Det er vigtigt at erkende, at identificerede risici kan styres, mens ikke identificerede risici har potentialet til bringe projektet i knæ.

Brugen af en iterativ risikostyringsproces afdækker projektets risici fra det konceptuelle niveau, gennem designfasen til det operationelle niveau. Derved opnår projektejeren den størst mulige sikkerhed for, at det aktuelle projekts risici er afdækkede og behandlere.

HVAD ER RISIKO?

En risiko er en mulig hændelse med negativ påvirkning af projektet. Denne påvirkning kan både være økonomisk (omkostninger og forsinkelser), sikkerhedsmæssig (for eksempel arbejdsulykker), miljømæssig (for eksempel forurening af omgivelserne), eller den kan dreje sig om dårligt omdømme.

For en given risiko kan risikoscoren defineres som sandsynligheden for en given hændelse ganget med konsekvensen af hændelsen.

OVERORDNEDE BETRAGTNINGER

Formålet med risikovurderinger er at styre risikoniveauet gennem projektet ved løbende at identificere, analysere og håndtere risici. Den største risiko er således den, som ikke er afdækket. Afdækning af en risiko vil sige, at der iværksættes tiltag, der kan forebygge eller fjerne sandsynligheden for og/eller konsekvensen af en given hændelse. Men før det kan ske, er det nødvendigt at erkende og analysere hver enkelt risiko. Et projekt, hvor man ikke tilgår risici åbent, vil være med til at skabe en organisatorisk usikkerhed. Denne usikkerhed vil være med til at præge projektet og til sidst skabe u hensigtsmæssige beslutninger og processer.

Risikostyring har traditionelt stor udbredelse i olie-/gasbranchen, hvor den bl.a. indgår som en integreret del af boreoperationer, men anvendes også i andre større bygge- og anlægsprojekter. I det nedenstående er risikovurderingsprocessen anskueliggjort ud fra et boreprojekt.

Da der er tale om en generisk metode, vil den med fordel kunne anvendes på tilsvarende måde igennem hele projektforsløbet, altså også under seismiske undersøgelser og etableringen af overfladeanlægget. Sågar i forbindelse med driften af det færdige anlæg kan det være en god idé at fortsætte det strukturerede arbejde med risici. Det anbefales derfor at operatøren/bygherren vælger at lade risikostyring være en integreret del af geotermiprojektet og samtidig definerer procedurer for, hvordan risikostyringen skal implementeres i de forskellige faser af projektet. Risikovurderinger kan foretages på tre niveauer:

Niveau	Udføres af	Udføres hvornår?
Konceptuelle projektrisici	Projektejeren, projektledelsen og øvrige relevante medlemmer af den overordnede projektorganisation	I forbindelse med vurdering af det geotermiske potentiale for det pågældende område (geologi, afsætning og økonomi)
Udvælgelse af design inden operation	Projektledelsen og design-teamet (se side 75) Projektledelse, delprojektledelse/boreledelse og entreprenører/leverandører; dette inkluderer alle aktører i processen for at sikre en fælles forståelse vedr. risici, deres håndtering samt det fælles projekt-mål	Tidligt i designfasen (fx når boreprogrammet planlægges) Umiddelbart inden udførelsesfasen (fx efter boreprogram, men før opstart af boring)

Den nødvendige erfaring skal være til stede i projektorganisationen til at kunne opstille, vurdere og behandle risici og i sidste ende sikre det ønskede resultat. Operatøren skal være bevidst om risikovurderingsprocessen, herunder sammenhænge mellem beslutninger og deres udførelse og følgehandling.

FREM GANGSMÅDE I FORBINDELSE MED RISIKOVURDERING

Risikovurdering er først og fremmest rettighedshaverens/operatørens ansvar. Risikovurdering er en kvalitativ proces, hvor det bærende er rettighedshaverens/operatørens risikovillighed.

Menneskelige og miljømæssige risici skal minimeres så meget, som det er muligt indenfor rimelighedens grænser med sekundær hensyntagen til økonomiske konsekvenser. Risici kan håndteres efter ALARP-princippet. Det vil sige, at en risiko skal håndteres, indtil risikoen er 'As Low As Reasonably Practical'. Med risici, der kun vedrører **økonomi og/eller omdømme**, kan projektereren selvfølgelig vælge at tage en højere risiko og dermed ikke følge ALARP-princippet – under alle omstændigheder betyder risikomatricen (se side 70), at der vil være tale om et oplyst valg. Risici, der er relateret til sikkerhed og sundhed samt miljø (HSE), skal minimeres mest muligt.

ALARP-princippet er beskrevet nærmere på blandt andet Energistyrelsens hjemmeside.

Overordnet er fremgangsmåden følgende:

1. Risikoidentifikation
2. Analyse af effekt
3. Vurdering af virkning og konsekvens
4. Risikominimering
5. Implementering af mitigerende tiltag

Operatøren skal som minimum foretage en risikovurdering 3 gange i forbindelse med enhver overordnet aktivitet/fase i projektet:

1. Overordnet strategisk risikovurdering

Denne risikovurdering bør foretages, inden der indgås økonomiske og juridiske aftaler, og risikovurderingen bør være en del af aftalegrundlaget.

2. Designmæssige forhold

Denne risikovurdering bør foretages, inden det endelige design af udstyr og anlæg mv. fastlægges.

3. Operationelle forhold

Denne risikovurdering bør foretages i forbindelse med planlægningen af

de fysiske aktiviteter (boring af brønde, etablering af overfladeanlæg, mv.) og inden disse går i gang.

En risiko er først reduceret, når de kompenserende tiltag er implementeret. Det er vigtigt at understrege, at menneskelige og miljømæssige risici skal minimeres så meget, som det er muligt inden for rimelighedens grænser. Det er vigtigt at gøre sig klart, at den resterende risiko efter alle kompenserende tiltag er implementeret, alene er projektejerens ansvar. Det er derfor vigtigt, at risikovurderingerne skal gennemgås og hver for sig underskrives af operatøren som kvittering for, at de er forstået, og at de udgør en acceptabel risiko.

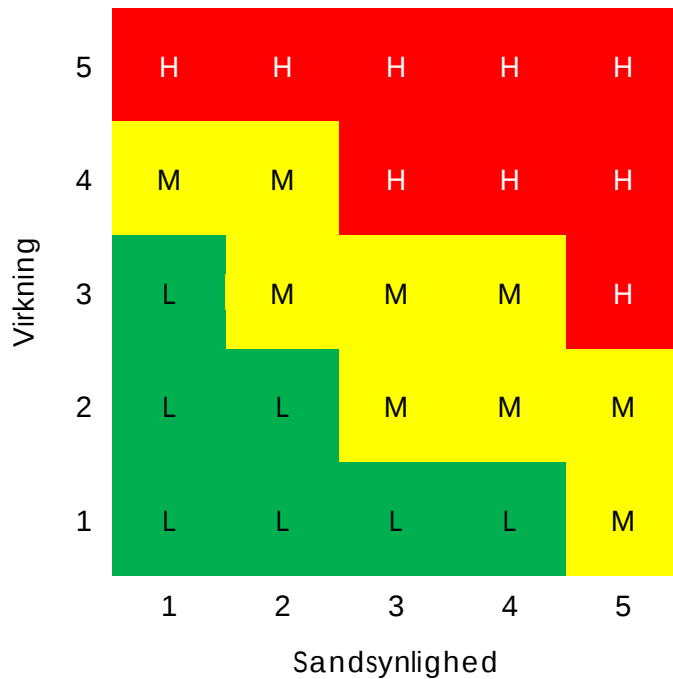
For eksempel er ethvert geotermisk projekt forbundet med en efterforskningsrisiko, der i sandsynlighed og konsekvens kan være meget omfattende, og hvor det ikke teknisk kan lade sig gøre yderligere at reducere risikoen under et vist niveau. Operatøren kan da vælge enten at acceptere risikoen, at reducere konsekvensen gennem risikoafdækning eller helt at opgive projektet – selvfølgelig efter forudgående konsultationer med eventuelle andre rettighedshavere i henhold til bestemmelserne i samarbejdsaftalen.

Et alternativ til udarbejdelse af risikovurdering kan være udarbejdelsen af en række Safety Cases. Det fører dog for vidt her at komme ind på, hvorledes dette gøres, og der henvises i stedet til den relevante faglitteratur.

RISIKOMATRIX

Operatørens skal på forhånd have defineret sin risikovillighed i form af en risikomatrix. Risikomatrixen skal tydeligt klargøre, hvad der for operatøren udgør en uacceptabel konsekvens af personskade, miljøuheld, økonomiske og omdømmemæssige tab.

Når alle risici er identificeret, bruges risikomatrixen til at vurdere sandsynlighed og konsekvens, hvorved man rangordner/prioriterer projektets risici. Risikomatrixen, som gælder for et specifikt projekt, definerer niveauerne for henholdsvis sandsynlighed og konsekvens, så det bliver muligt at sammenligne f.eks. økonomiske og miljømæssige risici.



Figur 29: Eksempel på risikomatrix.

Sandsynlighederne vurderes fx ud fra følgende tabel:

Score	Evaluering	Beskrivelse
1	Meget lav	En mulig hændelse, men aldrig erfaret i praksis
2	Lav	En meget sjælden hændelse, som er hørt om i industrien; usandsynlig.
3	Medium	En sjælden hændelse, som kan opstå.
4	Høj	En hændelse, som sandsynligvis vil indtræffe en eller flere gange.
5	Meget høj	En hændelse, som kan forventes at indtræffe en eller flere gange.

Virkningerne vurderes fx ud fra følgende tabel:

Score	Subjektiv vurdering	Person-sikkerhed	Anlæg	Økonomisk	Image
5	Katastrofal	Muligt dødsfald	Stop af hele anlægget	> 5 mio. kr.	Internationalt
4	Kritisk	Varige mén	Store driftsforstyrrelser i hele anlægget	1 – 5 mio. kr.	Nationalt
3	Moderat	Fraværsulykke	Driftsforstyrrelser i anlægget lokalt	250.000 – 1 mio. kr.	Stor indflydelse
2	Marginal	Mindre skade som kræver medicinsk behandling	Mindre driftsforstyrrelser	50.000 – 250.000 kr.	Mindre indflydelse
1	Negligérbar	Førstehjælp - ingen varige mén	Ingen mærkbar effekt	< 50.000 kr.	Ingen indflydelse

Det er vigtigt for projektet, at alle risici er gennemgået, og at projektorganisationen har forstået deres betydning. Projektejeren/operatøren har ansvaret for at tage hånd om risici.

Risikostyring vil desuden blive en del af den nye ISO 9001:2015 standard. Det betyder, at hvis man vælger ISO 9001-certificerede leverandører, har man vished for, at risikostyring er en del af deres kvalitetsstyringssystem.

RISIKOREGISTER

Risikoregisteret er en lang liste med alle de risici, som er identificeret i projektet. Alle risici skal gennem en første behandling, hvor deres sandsynlighed og konsekvens vurderes. Efterfølgende beregnes for hver risiko deres 'score' i risikomatricen. Alle risici gennemgår efterfølgende en vurdering for at bedømme deres indvirkning på projektet i alle dets aspekter. Efter endt behandling, hvor risiko er minimeret fx ved anvendelse af ALARP-princippet, laves en ny bedømmelse af den pågældende risiko efter implementering af de risikominimerende tiltag.

I sidste ende indeholder risikoregisteret en kombination af grønne, gule og røde risici. Alle risici dokumenteres, og der tildes en endelig ansvarlig for den enkelte risiko.

Risici, som efter behandling og gennemførelse af mitigerende tiltag, stadig er røde, er så alvorlige, at projektet næppe kan fortsætte. Dette gælder dog ikke nødvendigvis efterforskningsrisici, som ligger helt overordnet i projektet og i praksis som regel først kan elimineres, når borerne er udført og testet.

Der etableres en procedure for, hvordan de forskellige risikoniveauer accepteres, fx:

- En rød risiko skal accepteres af Projektejeren/operatøren. Et eksempel på en rød risiko, som må accepteres af Projektejeren/operatøren kunne være efterforskningsrisikoen.
- En gul risiko skal underskrives af projektlederen for det pågældende område. Dette kræver dog, at projektlederen har fået tildelt beslutningskompetencen af Projektejeren/operatøren.
- Grønne risici er som udgangspunkt 'ufarlige', men det er påkrævet, at den ansvarlige for det pågældende risikoområde påtager sig ansvaret for den identificerede risiko.

Et eksempel på et risikoregister inkl. afhjælpende foranstaltninger fremgår af bilag 2.

RISIKOPROFIL

Det er væsentligt, at projektejereren gør sig klart, hvilken risikoprofil der er i projektet. Risikoprofilen kan opgøres i henhold til, hvilke økonomiske risici man er villig til at løbe.

I forbindelse med den indledende planlægning af projektet skal projektejereren/operatøren overveje sin risikoprofil. Projektejerens risikoprofil er forankret i villigheden til at tage risici – med andre ord: hvilke økonomiske risici man er villig til at tage. Dette er et individuelt forhold, som alene vedrører projektejereren/operatøren. Man kan derfor ikke sammenligne risikoregistre på tværs af projekter uden først at have set på fundamentet for deres risikovurderinger.

KONCEPTUELLE PROJEKTRISICI – STRATEGISK NIVEAU

Formål

Formålet med risikovurderingen på det konceptuelle/strategiske niveau er at identificere den overordnede risiko forbundet med projektet (gennem alle faser) og dets robusthed.

Risikovurderinger på det konceptuelle/strategiske niveau bør ligge i forbindelse med det tidlige arbejde med at definere de overordnede rammer for projektet. De kan dermed være med til at stoppe eller ændre et projekt, hvis vurderingen er, at risiciene og deres indvirkning på projektet vil have sådan en karakter, at projektet ikke kan videreføres på grund af fx personsikkerhed eller økonomi.

Risikovurderingen skal bidrage til grundlaget for at træffe overordnede beslutninger om projektet fx vedrørende alternative reservoirer og brønddesigns mv. Alternative reservoirer på den samme placering er relevante, hvis det primære reservoir mod forventning viser sig ikke at være egnet til indvinding af geotermiske energi.

Team

Risikovurdering på det konceptuelle/strategiske niveau udarbejdes af kernemedlemmerne i projektorganisationen (projektejer/operatør, projektledelse, delprojektledere (seismik, boringer, overfladeanlæg), geologer, mv).

Metode

Brainstorming-session, hvor alle potentielle risici bliver identificeret. Der kan eventuelt nedsættes en gruppe vedrørende undergrund og en gruppe vedrørende overfladeanlægget.

Risikoregisteret udarbejdes:

- Risici af generel karakter, fx reservoiret er for tyndt/fraværende eller har en dårlig kvalitet
- Projektspecifikke risici, fx geografisk placering af anlægget, operationelle procedurer
- Myndighedsmæssige risici, for eksempel manglende eller forsinket VVM-screening
- Politiske og finansielle risici, for eksempel manglende mulighed for finansiering til tiden

Risici bør behandles ved hjælp af ALARP-princippet, cost/benefit analyser, Monte Carlo simuleringer eller lignende.

Risikoregistreret bearbejdes efterfølgende, de identificerede risici brydes ned i komponenter, og sandsynlighed og konsekvens vurderes. Efterfølgende gennemgår risiciene en behandling, hvor løsningsscenarier udarbejdes. Ud fra løsningsscenarierne vælges de bedst egnede løsninger, som implementeres i projektet.

Monte Carlo-simulering

Hvis der skal vælges mellem løsninger, kan man bruge Monte Carlo-simulering som statistisk værktøj til at belyse konsekvenserne af valgene kvantitativt. Hver løsning lægges ind i Monte Carlo-modellen, og man kører en simulering. Derfra kan der vælges det design, der giver den mest fordelagtige projektøkonomi (se også afsnit 5.1).

UDVÆLGELSE AF DESIGN – TAKTISK NIVEAU

Formål

Basis for design (fx basis for brønddesign eller skitseprojektet for overfladeanlægget) danner udgangspunkt risikovurderingen på det taktiske niveau. Det grundlæggende design præsenteres på et møde, og der opfordres til kritisk tilbagemelding. De vigtigste risici, som er blevet identificeret, diskuteres og checkes for relevans og gyldighed.

Med udgangspunkt i tilbagemeldingerne fra mødet dokumenteres designrisici, og grundlaget for designet opdateres og udsendes som et godkendt dokument. Dette er en kritisk milepæl, eftersom det fastlægger det overordnede design og gør det muligt for projektorganisationen at fortsætte med den detaljerede planlægning i tiltro til at grundlaget for design ikke vil blive ændret uden begrundelse og dokumentation.

Team

Risikovurderingen i projektets designfase udarbejdes af kernen i design-teamet (fx boreprojektlederen, geologer, reservoiringeniører og boreledelse). Der kan evt. inkluderes udstyrsleverandører og andre med en særlig interesse/viden.

En tilsvarende proces bør gennemføres for overfladeanlægget.

Opdeling

Der skelnes ikke mellem kompetencer for at sikre en afdækning af alle potentielle risici.

Metode

Risici identificeret under designprocessen sendes til en ansvarlig. Denne udarbejder et risikoregister med alle risici, sandsynligheder, konsekvenser og én ansvarlig for den enkelte risiko. Der udarbejdes en handlingsplan vedrørende de enkelte risici. Denne handlingsplan kvalitetssikres og iværksættes.

INDEN UDFØRELSE – OPERATIONELT NIVEAU

Formål

Inden udførelsen påbegyndes, afholdes et møde med deltagelse af de vigtigste leverandører og entreprenører med henblik på at skabe kendskab til det specifikke projekt.

DRILL WELL ON PAPER (DWOP)

Forud for et borearbejde er der tradition for at gennemføre en øvelse kaldet Drill Well on Paper (DWOP). DWOP'en er en simulering, der skal sikre, at de involverede medarbejdere har kendskab til de operationelle planer med tilhørende risici og beredskabsplaner.

Som en del af DWOP-processen diskuteres de identificerede risici, og alle nye risici tilføjes risikomatricen for at sikre, at alle har fået mulighed for at udtrykke deres synspunkter om risici i arbejdet, og at der bliver fulgt op på dem. Aktio-ner og anbefalinger implementeres i de detaljerede operationelle procedu-rer.

For at sikre at ingen af de risici, der er identificeret, glemmes, samles alle risici (inkl. risici fra det strategiske og taktiske niveau) i ét samlet dokument. Alle risici skal afdækkes og bearbejdes, inden de relevante operationer starter. De risici,

det ikke er muligt at eliminere, inden operationen starter, skal være accepteret af projektejeren/operatøren.

Risikodokumentet er et levende dokument og kan gennemgås når som helst, inden operationen starter.

Team

Risikovurderingen i projektets operationelle fase udarbejdes af boreledelsen/byggeledelsen i samarbejde med fx senior toolpusher, driller, fagtilsyn, leverandører, entreprenører og andre med en særlig interesse/viden.

Opdeling

Der skelnes ikke mellem kompetencer for at sikre en afdækning af alle potentielle risici.

Metode

Risici identificeres under en brainstorming-session. Under borearbejdet køres processen typisk i forbindelse med DWOP (se oven for). Alle identificerede risici konsekvens- og sandsynlighedsvurderes. Da øvelsen ligger meget tæt på udførelsen, bliver det videre arbejde med de identificerede risici lagt i en række små grupper, som fokuserer på løsninger inden for det givne løsningsrum.

LØBENDE OPFØLGNING

Under hele udførelsen vil der blive foretaget risikovurderinger, og arbejdet med at reducere og eliminere risici stoppes ikke, før projektet er færdigt. Under boreprocessen vil der fx være et møde ved hvert vagtskifte. På dette møde er risici og sikkerhed/sundhed (HSE) faste punkter.

Under udførelsen vil der opstå nye problemstillinger og ny viden, som ikke har været relevante at forholde sig til inden opstart. De konstaterede forhold i undergrunden kan for eksempel føre til, at der skal træffes beslutninger om anvendelse af alternative metoder. Risikoregisteret skal derfor løbende gennemgås og eventuelt opdateres under hele arbejdets udførelse. Den løbende opfølgning skal endvidere sikre, at de besluttede tiltag til at afdække og styre risici er effektivt implementeret.

4.2 GRÆNSEFLADESTYRING

I et stort og kompliceret anlægsprojekt med mange leverandører og fagdiscipliner involveret, er en systematisk styring af grænsefladerne mellem de forskellige leverancer og aktiviteter nødvendig for at sikre kvaliteten af det færdige anlæg

og imødegå risikoen for fejl, der giver forsinkelser og unødige anlægsomkostninger. Opgaven er at sikre, at kontrakternes specifikationer og leveringsomfang passer sammen. En grænseflade skal her forstås som et sted i projektet, hvor en leverance/aktivitet skal passe sammen med en eller flere andre leverancer/aktiviteter, både procesmæssigt, fysisk og tidsmæssigt.

Ved at bruge systematisk grænsefladestyring fra starten i projektet efter en fastlagt metode kan bygherren endvidere opnå en bedre planlægning, som er medvirkende til at optimere sammenhængen mellem de forskellige systemer og leverancer.

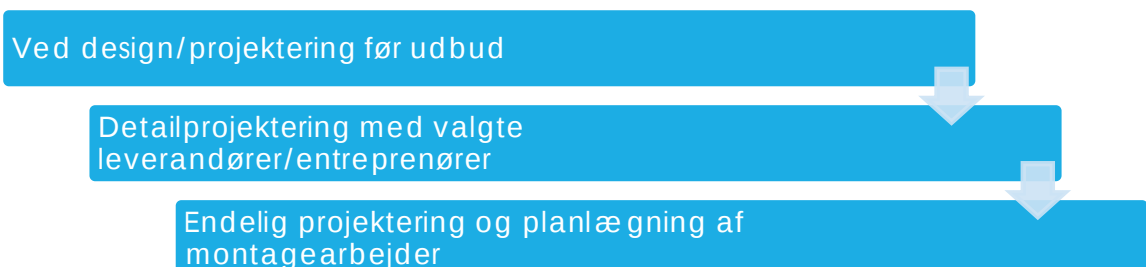
Grænsefladestyringen skal ikke erstatte andre værktøjer i projektet, som for eksempel tidsplanlægning, risikostyring, kvalitetssikring, ressourceplaner m.v., men skal ses som et supplerende planlægnings- og styringsværktøj.

Det nedenstående skal ses som inspiration til at opbygge et system til grænsefladestyring i et geotermiprojekt, hvilket især er relevant i de sidste faser af projektet, hvor overfladeanlægget skal projekteres og bygges og skal forbindes med de geotermiske brønde samt fjernvarmesystemet.

Det er vigtigt, at ansvaret for at gennemføre og følge op på grænsefladestyringen forankres centralt i projektejerens organisation, og at der afsættes de nødvendige ressourcer både hos bygherren, rådgivere og leverandører/entreprenører.

STADIER I GRÆNSEFLADESTYRINGEN

Grænsefladestyringen bør ses som en iterativ proces, der starter med en første strukturering og opdeling af leverancerne, inden de udbydes, og slutter med en høj detaljeringsgrad umiddelbart inden levering og montage. Der kan for eksempel arbejdes med følgende stadier:

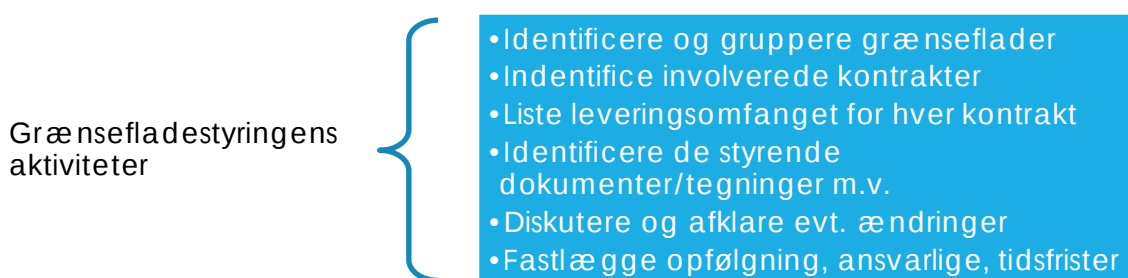


Gennemgående for stadierne er grænsefladeregistret, der indeholder en beskrivelse af grænsefladerne og er et dynamisk dokument, der opdateres løbende indtil projektets afslutning.

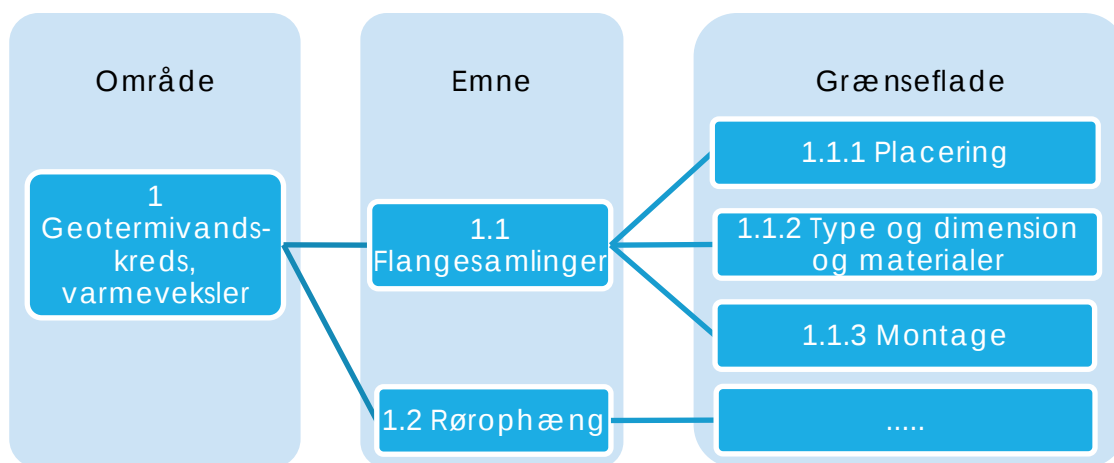
Første stadie: Opbygning af grænsefladeregister

Ved begyndelsen af projekteringen startes processen med en indledende afklaring og beskrivelse grænsefladerne, og derudfra struktureres og opbygges registeret.

Input til processen er de øvrige tekniske projektdokumenter, for eksempel grundlæggende design og procesdata, anlægsbudget, kontraktstrategi, tidsplan m.v.



Processen starter med at finde, beskrive og gruppere alle relevante grænseflader i projektet og identificere de involverede kontrakter. Registeret kan opbygges hierarkisk, så man i øverste niveau har et fysisk eller systemmæssigt område af anlægget, og nedenunder detaljerer de enkelte emner/underområder og grænseflader.



Derefter beskrives leveringsomfanget for hver kontrakt og hvilke (tekniske) dokumenter, der fastlægger og styrer dette:

Leverandør / grænseflade	Varmeveksler leverandør		Rørmontage entreprenør	
	Lev. omfang	Dokumenter	Lev. omfang	Dokumenter
1.1.1 Placering af flanger	Udføre måltægning for veksler på stativ med placering af flanger	Måltægning xxx, rev. YY		Måltægning xxx, rev. YY Layout tegning ZZZ
1.1.2 Type og dimension og materialer	Leverer veksler med afdækkede flanger, materialer....	EN 1092-1, PN 16, DN 150	Leverer rør med svejseflanger, skruer, møtrikker, pakninger	Flanger: EN 1092-1, PN 16, DN 150. Skruer: EN ...

For at tingene skal passe sammen kræves ofte en dialog og afklaring mellem de involverede, og resultatet kan være, at noget skal ændres for at opfylde kravene. Endelig skal de nødvendige opfølgende handlinger aftales samt hvilke parter, som er ansvarlige for hvilke områder.

Første stadie kan typisk gennemføres af projektejeren og de involverede fagrådgivere og vil have til formål at sikre, at udbudspakkernes leveringsomfang passer sammen og opfylder kravene i det grundlæggende design af anlægget.

Andet stadie: Detaljering og afklaring med leverandører

I næste stadie er fremgangsmåden i princippet den samme som i første, men her inddrages leverandører og entreprenører, så snart de er valgt og i det omfang, som er muligt og praktisk. Registeret opdateres med de aktuelle data for de dele, der er tegnet kontrakter på, og det sikres, at alle de nødvendige grænseflader er specificeret, ved at tegninger og anden dokumentation udføres og krydscheckes. Når leverandørerne kommer i dialog på et tidligt tidspunkt, kan der skabes et godt overblik over, hvor potentielle konflikter og problemer findes, og hvordan de løses, og gode ideer til at optimere design og montage kan drøftes. Grænsefladerne vil på den måde blive stadigt mere detaljeret beskrevet.

I denne proces vil der løbende være behov for at udføre større eller mindre ændringer i designet af anlægget, og grænsefladestyringen vil her sikre, at alle de berørte bliver involveret og holdt opdateret om dette og arbejder ud fra den senest opdaterede tekniske dokumentation for anlægget, herunder arrangementstegninger, rør- og instrumenteringsdiagrammer, styringsbeskrivelser m.v.

Tredje stadie: Opfølgning på leverancer og montageplaner

Det sidste stadie i grænsefladestyringen er en opfølgning på det andet stadie, og tager særligt sigte på at fastlægge montage- og idriftsættelsesplanerne, sådan at aktiviteterne udføres i en aftalt og velbeskrevet rækkefølge. Ved at gennemgå grænsefladerne igen vil det for eksempel vise sig, hvis nogle dele af leverancen er ændret, så andre leverancer også skal tilpasses. Ligeledes vil eventuelle konflikter under montagen kunne findes og løses.

4.3 GEOLOGISKE EFTERFORSKNINGSRISICI

Efterforskning af geologiske ressourcer i undergrunden er – hvad enten der er tale om olie, naturgas, salt, mineraler, grundvand eller geotermisk vand – i udgangspunktet forbundet med en vis risiko, som skyldes komplicerede geologiske forhold i undergrunden. Undergrundens geologiske lag varierer i sammensætning, lagdeling, udbredelse, tæthed, hårdhed og kompleksitet afhængig af de processer, der har ført til deres dannelse. Efter deres dannelse er de ofte deformerede i forskellig grad i form af folder, forkastninger og sprækker, som skyldes naturlige geologiske bevægelser i jordskorpen. Det er derfor vanskeligt at beskrive den præcise forekomst af en geologisk ressource, og dermed formulere en eksakt prognose for kvantiteten og kvaliteten af en given forekomst. Præcisionen i en beskrivelse afhænger fx både af de geologiske processer og tætheden og validiteten af de til rådighed værende data. Da efterforskningsaktiviteter i undergrunden ofte er omkostningsfulde, vil de fleste efterforskningsaktiviteter naturligt blive udført i en række trin, hvor hvert trin repræsenterer en analyse af data efterfulgt af en beslutning om at fortsætte med yderligere analyser eller stoppe prospektmodningen. På denne måde sikres en konsekvent og økonomisk fremadskridende proces, hvor geologisk usikkerhed og økonomiske risici afvejes mod den forventede gevinst ved projektets gennemførelse. Den nedenfor beskrevne gennemgang af en række prospektmodningstrin indenfor geotermi bygger bl.a. på erfaringer og praksis inden for olie-/gasbranchen, hvor der er opsamlet omfattende viden og praksis, og hvor de geologiske undersøgelsesmetoder og geografiske udfordringer er meget lig det, der gælder for geotermiområdet.

GEUS' EVALUERINGSMODEL

GEUS har gennem en årrække vurderet det geotermiske potentiale i den danske undergrund siden de indledende undersøgelser i 1970'erne. I de senere år har GEUS udført undersøgelser af de geologiske forudsætninger for geotermisk indvinding i en række lokale geotermiske licensområder i forbindelse med rådgivningsarbejde for adskillige fjernvarmeselskaber. I dette arbejde har GEUS udviklet en arbejdsmetodik og en prospektmodningsmodel, som har vist sig brugbar og effektiv, når efterforskningsrisici for et givent interesseområde skal vurderes. I det

følgende beskrives, hvorledes de geologiske efterforskningsmetoder på en systematisk måde undersøger og vurderer de geologiske forhold i et lokalt interesseområde. Resultatet af gennemførte undersøgelser er bl.a. en beskrivelse af de usikkerheder, der knytter sig til vurderinger af fx udbredelse, sammensætning, dybde, vandlevende egenskaber og temperaturen af et sandstensreservoir. På baggrund af de gennemførte undersøgelser kan en række forhold af betydning for det geotermiske potentiale (fx reservoirs dybde, tykkelse, transmissivitet og temperatur) beskrives kvalitativt eller semi-kvantitativt, således at det bedst mulige grundlag for at vurdere de efterforskningsmæssige risici og usikkerheder opnås. Herved opnås en platform for vurdering af, om en rentabel geotermisk produktion i det lokale interesseområde kan etableres.

De beskrevne metoder er udarbejdet med det formål at beskrive de geologiske forhold i sedimentære bassiner, som har betydning for en succesfuld opførelse af et geotermisk anlæg. Metoderne er inspireret af efterforskningsaktiviteter og er normal praksis indenfor olie-/gasbranchen. Metoderne er i mange tilfælde erfaringsbaserede og er fortsat under udvikling. Der indsamles fremdeles erfaringer og data til kalibrering af nogle af metoderne (fx vurdering af transmissiviteten), ligesom der gradvist opnås en bedre forståelse for deres brugbarhed og begrænsninger. Endvidere pågår løbende en vurdering af, hvordan semi-statistiske metoder bedst beskriver usikkerhederne i forbindelse med en rumlig ekstrapolation af data baseret på en sparsom datadækning. Egentlige kvantitative statistiske metoder er sjældent direkte brugbare, da datagrundlaget er sparsomt.

Et centralt punkt, hvor yderligere viden vil styrke modellerne, er forholdet mellem dybde, porøsitet og permeabilitet. Relationen mellem en bjergarts vandlevende egenskaber og dybde er desværre ikke simpel. Dette skyldes en lang række geologiske faktorer, som bl.a. omfatter

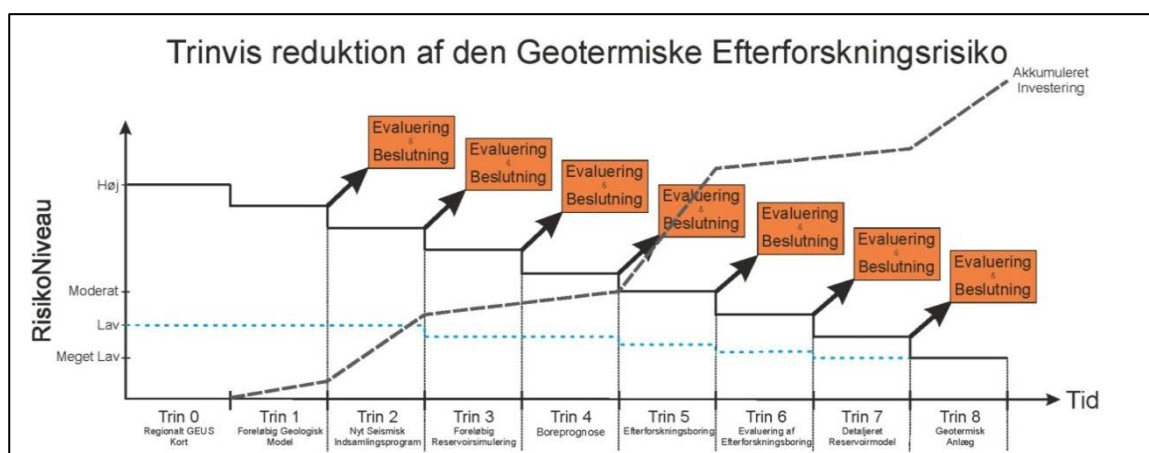
- bjergartens mineralogiske sammensætning (stabile versus kemisk og mekanisk ustabile mineraler),
- porevandets sammensætning i selve bjergarten og de underliggende lag,
- kompaktion (sammentrykning af mineralkorn),
- kemiske processer under og efter bjergartens dannelse (tidlig-, mellem- og sen-diagenetiske processer, som fører til cementering, overvoksning og sammenkitning af korn),
- begravelsestiden (den tid bjergarten har befundet sig i et givent tryk- og temperaturregime),
- begravelseshistorien (indsynkning og efterfølgende hævnning),
- samt en række andre geologiske forhold.

Oftest kendes de betydende forhold kun på et generelt semi-kvantitativt niveau pga. manglende detaljerede data og utilstrækkeligt kendskab til diverse geolo-

giske forhold. Derfor beskrives betydende geologiske parametre og forhold ofte ud fra gennemsnitsmålinger og gennemsnitsbetragtninger, ligesom usikkerhedsbånd omkring data oftest angives, hvilket fører til uomgåelige unøjagtigheder i en given prognose. Derfor opereres der ofte med en række generelle retningslinjer – tommelfingerregler. Disse tjener til at sikre, at der med en vis sikkerhedsmargin, på trods af et sparsomt datagrundlag, kan udarbejdes rimeligt sikre prognoser, som grundlag for omkostningstunge beslutninger.

METODE TIL EVALUERING OG REDUKTION AF EFTERFORSKNINGSRISIKOEN

I det følgende afsnit er GEUS' prospekt modningsmodel gennemgået systematisk ved at beskrive de efterforskningsaktiviteter og metoder, der knytter sig til de enkelte trin. På den måde gennemgås metoderne og deres værdi for prospektmodningen. For hvert trin tages en beslutning om fortsættelse og øget investering eller stop af projektet.



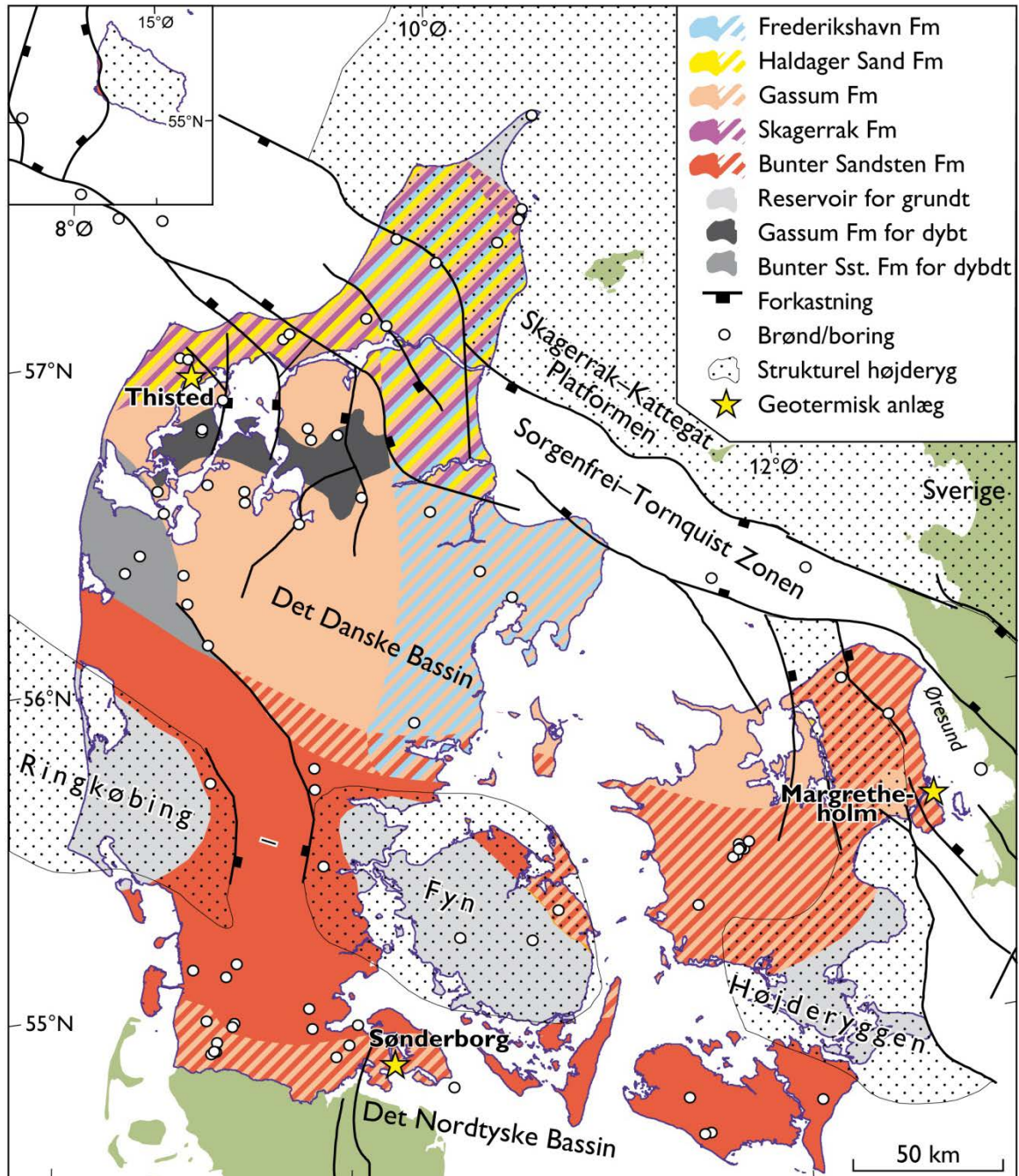
Figur 30: Konceptuel model til trinvis reduktion af efterforskningsrisikoen

Figuren oven for illustrerer mulighederne for en trinvis reduktion/eliminering af de geologiske risici, som er knyttet til geotermisk efterforskningsvirksomhed som følge af kompleksiteten i undergrundens opbygning. Den fuldt optrukne sorte "trappekurve" illustrerer et muligt forløb for et område, hvor undergrunden i udgangspunktet er dårligt kendt, og den geologiske risiko derfor er stor. Den punkterede blå "trappekurve" illustrerer tilsvarende et muligt forløb for et område, hvor undergrunden i udgangspunktet er bedre kendt, og den geologiske risiko derfor er lavere. Reduktion/eliminering af geologiske efterforskningsrisici opnås ved at udføre relevante geologiske undersøgelser, dataindsamling, analyser etc. Figuren illustrerer også, at investeringerne i begyndelsen er forholdsvis begrænsede, men stiger efterhånden som projektet fortsættes.

Som det fremgår dækker den konceptuelle model hele projektforsløbet med hovedvægt på projektudviklingen, de seismiske undersøgelser samt boring og test af de geotermiske brønde. Der henvises derfor også til afsnit 3.2, 3.3, 3.4 og 3.5.

GEUS' REGIONALE KORT

GEUS har udarbejdet et regionalt kort, der viser udbredelsen af de kendte geologiske formationer, der vides at kunne indeholde sandstenslag, der har et geotermisk potentiale.



Figur 31: De vigtigste formationer i den danske undergrund, som indeholder mulige geotermiske reservoirer.

Kortet viser, hvor de fem vigtigste formationer, der indeholder mulige geotermiske reservoirer, forekommer i dybdeintervallet 0,8-3,0 km under terræn. Skraveringer angiver områder, hvor mere end en af formationerne er til stede. Områder, hvor der ikke findes reservoirer, er vist med lysegrå, mens mørkegrå og sorte

områder viser, hvor Bunter Sandsten og Gassum formationerne er begravet for dybt (mere end 3,0 km).

Kortet er udarbejdet ved brug af data fra en række dybe borer, der er udført fra 1935 og frem til i dag. Formålet med borerne har primært været efterforskning af olie og naturgas, geotermi og etablering af naturgas lager. De mange data fra borerne – borehullogs, borekerner og borespåner – er grundlaget for identifikation af potentielle geotermiske reservoirer.

Endvidere er GEUS's store seismiske database anvendt til kortlægningen af formationernes udbredelse og dybder samt til identifikation af forkastninger. Kortet giver således en overordnet vurdering af det geotermiske potentiale på landsplan og kan anvendes til at rette de geotermiske aktiviteter mod de mest loven- de områder. Kortet er ikke stationært, men vil ændre sig, når nye data genereres og inddrages. I øjeblikket pågår et systematisk arbejde med at kvalitetssikre og lave seismisk kortlægning af alle frigivne seismiske data indsamlet i Danmark på land og i de kystnære områder. Resultatet af dette arbejde kan således føre til revurderinger af kortet.

FORELØBIG LOKAL GEOLOGISK MODEL

Når en rettighedshaver har fået tildelt et licensområde efter ansøgning hos Energistyrelsen, kan rettighedshaveren få udarbejdet en lokal geologisk model og vurdering af de geologiske forudsætninger for geotermi i licensområdet baseret på relevante, frigivne data fra de nærmeste borer og seismiske undersøgelser. Disse data kan indkøbes hos GEUS, der fungerer som national databank. Den lokale geologiske model bør bl.a. beskrive forekomsten af potentielle reservoirer, deres dybde, tykkelse og temperatur, ligesom den bør indeholde en vurdering af den geologiske udvikling, herunder om der kan forventes at være markante forkastninger til stede i området. Den geologiske model indgår også som et input til at vurdere, hvor det er mest hensigtsmæssigt at indsamle nye seismiske data, hvis rettighedshaveren ønsker at fortsætte projektet.

INDSAMLING AF NYE SEISMISKE DATA

Som oftest vil der ikke forefindes tilstrækkeligt gode seismiske data til sikring af en god kortlægning af fx dybde og udbredelse af de geologiske lag, ligesom forekomst af forkastninger som regel ikke kan vurderes med tilstrækkelig sikkerhed. I det næste trin indsamles der derfor supplerende seismiske data, som kan sikre en mere præcis kortlægning af de relevante formationer og deres dybde samt beliggenheden af eventuelle forkastninger.

Som oftest vil udlægningen af nye seismiske linjer kunne følge veje eller lignende strækninger med minimal ulempe for lokalmiljøet. Linjerne bør endvidere udlæg-

ges, så der sikres forbindelse til eksisterende borer, evt. via eksisterende seismiske linjer. Herved sikres det, at data fra borer kan overføres til de nye seismiske linjer og dermed styrke tolkningen.

De nye seismiske data inkorporeres efterfølgende i den geologiske model, og på baggrund af denne revurderes undergrundens geotermiske potentiale i nærområdet af den ønskede lokalitet for opførelsen af et geotermisk anlæg.

FORELØBIG RESERVOIRMODEL

I det næste trin samles og integreres alle geologiske informationer i en matematisk funderet reservoirmodel. Reservoirmodellen anvendes til at simulere bl.a. vandstrømning, trykforhold og temperatur i det geotermiske reservoir og giver dermed et vigtigt grundlag til at kunne vurdere et kommende geotermianlægs ydeevne og lønsomhed. Endvidere vil simuleringerne kunne udgøre et vigtigt input til at vurdere placeringen af geotermianlæggets produktions- og injektionsboringer, herunder at fastlægge den optimale indbyrdes afstand mellem disse i det geotermiske reservoir. Reservoirmodellen kan endvidere anvendes til at vurdere, hvor mange år der vil gå, før temperaturen i produktionsboringen begynder at falde som følge af injektion af det afkølede returvand i injektionsboringen. Dette vil ud over temperaturforholdene også afhænge af, hvorledes anlægget drives. Den foreløbige reservoirmodel vil typisk indgå i beslutningsgrundlaget for projektets fortsættelse og kan evt. også indgå som grundlag for en risikoafdækning.

BOREPROGNOSE

I det næste trin udarbejdes der en prognose for de geologiske lag, en kommende efterforskningsboring vil gennembore fra terrænoverfladen og ned i det reservoir, som er målet for den geotermiske udnyttelse. Prognosen udarbejdes på baggrund af de oplysninger om undergrunden, der er indsamlet i de foregående trin. En boreprognose skal bl.a. indeholde en beskrivelse af, hvilken dybde lagene forventes at optræde i, samt lagenes beskaffenhed. Boreprognosen vil indgå i en vurdering af, hvordan selve borearbejdet skal gribes an, herunder om der skal tages højde for geologiske lag, der kan forårsage boretekniske problemer.

EFTERFORSKNINGSBORING

I det næste trin udføres selve efterforskningsboringen, og dette trin er dermed også meget omkostningstungt, som det er skitseret i Figur 30. Efterforskningsboringen vil oftest komme til at udgøre geotermianlæggets produktions- eller injektionsboring, hvis evalueringen i de efterfølgende trin falder positivt ud, og det på baggrund heraf beslutes, at geotermianlægget skal etableres.

EVALUERING AF EFTERFORSKNINGSBORING

Efterforskningsboringen giver detaljerede oplysninger om det geotermiske potentiale på den ønskede lokalitet. Først og fremmest giver boringen en endelig visshed for, om det forventede geotermiske reservoir er til stede i undergrunden. Dernæst kan reservoirgenskaberne bestemmes med langt større sikkerhed end i de forgående trin på baggrund af en analyse af boringens borehulslogs, skylleprøver, eventuelt udtagne kerner og – ultimativt – en prøvepumpning af boringen. Disse data indsamles og vurderes løbende under borearbejdet. Dette gøres for hurtigst muligt efter boringens udførelse at kunne tage stilling til, om boreriggen skal gå videre med den/de efterfølgende boring(-er), der sammen med efterforskningsboringen, skal indgå som produktions- eller injektionsboring(-er) i det kommende geotermianlæg. Disse boreriger logges og prøvepumpes også.

DETALJERET RESERVOIRMODEL

I det næste trin opdateres den tidligere etablerede reservoirmodel med de mange detaljerede oplysninger, der er fremkommet på baggrund af borerigerne udført i det foregående trin. Inkorporeringen af disse data i reservoirmodellen forøger pålideligheden af reservoirsimuleringerne og dermed også pålideligheden i vurderingen af geotermianlæggets ydeevne, levetid, lønsomhed, mv. Dette vil være et vigtigt input til at simulere forskellige driftskørsler, der tilgodeser gode ydeevner og en lang levetid af det geotermiske anlæg.

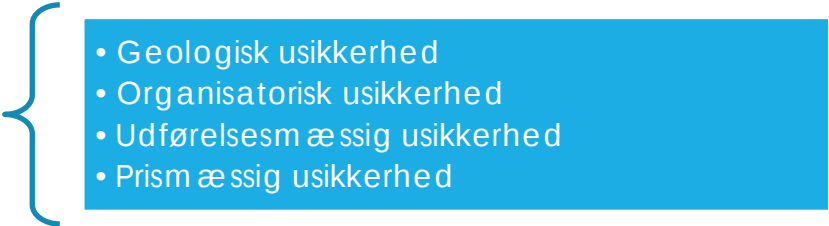
GEOTERMISK ANLÆG

Det sidste trin i prospektmodningen omfatter etableringen af selve det geotermiske anlæg og beskrives ikke nærmere her, da det har en mere teknisk end geologisk karakter.

4.4 USIKKERHEDER OG RISICI I GEOTERMIPROJEKTETS FASER

Neden for beskrives nogle almindelige og vigtige usikkerheder og risici i de fremadskridende faser i et geotermiprojekt, og det diskuteres, hvorledes de rent praktisk kan håndteres.

Kategorier af
usikkerheder

- 
- Geologisk usikkerhed
 - Organisatorisk usikkerhed
 - Udførelsesmæssig usikkerhed
 - Prismæssig usikkerhed

Det skal samtidig huskes, at risikobilledet er forskelligt fra projekt til projekt, så en specifik vurdering er under alle omstændigheder nødvendig.

4.5 IDÉFASE OG PROJEKTUDVIKLING

I starten af idefasen er usikkerhederne i projektet normalt betydelige. Ud fra en risiko-tilgang bør projektejereren forsøge at få et overblik over, hvor de største usikkerheder findes (tilladelser, adgang til drivvarme, geologiske forhold m.v.), og derefter forsøge at kaste lys over dem hver især, så usikkerhederne om projektets realiserbarhed kan elimineres gradvist.

Relevante værktøjer til
minimering og
afdækning af risici i
projektudviklingsfasen

- Risikovurdering og -styring
- Indrage eksisterende geologiske data og ekspertise
- Indrage ekspertise indenfor geotermi
- Sikre forankring i organisationen
- Struktur i planlægning og projektledelse
- Analyser af afsætningsgrundlaget m.v.

GEOLOGISK USIKKERHED

I de indledende faser af geotermiprojektet er usikkerheden om geologien dominerende, og det vigtigste mål for projektudviklingen er derfor at opnå det bedst mulige grundlag for at vurdere de potentielle reservoirer. Dette omfatter de aktiviteter og metoder, som er beskrevet i de to første trin i trappemodellen, se afsnit 4.3 om efterforskningsmæssig risiko.

ORGANISATORISK USIKKERHED

Udviklingen af et geotermiprojekt kræver en målrettet indsats igennem typisk 5-7 år, hvor der i de første år normalt vil herske usikkerhed om, hvorvidt projektet overhovedet kan realiseres. Og selv hvis projektudviklingen fører til, at projektet viser sig levedygtigt, vil der yderligere gå flere år før der kan produceres varme fra undergrunden. Da et geotermiprojekt i høj grad er "en fugl på taget" kan det være svært at forankre geotermiprojektet i varmeplaner og -strategier. Dette gælder formentlig særligt i de mindre forsyningsområder, hvor planlægningsressourcerne ofte er knappe, og det vil være både sikrere og enklere at satse på andre varmekilder.

Det er derfor vigtigt, hvordan udviklingsarbejdet forankres i organisationen, så det nødvendige fokus sikres, både på overordnet strategisk niveau og i det daglige arbejde. Selvom arbejdet kræver end mindre indsats, end i de senere faser, skal projektet tildeles de nødvendige ressourcer og ledelsesmæssige fokus for at sikre fremdriften. Samtidig skal ledelsen have tilstrækkeligt fokus på projektets resultater til at kunne træffe de relevante beslutninger, herunder også at muligheden for at opgive projektet og undgå unødige omkostninger.

UDFØRELSESMÆSSIG USIKKERHED

Udførelsen af projektudviklingsaktiviteterne må for de fleste fjernvarmeselskabers vedkommende ske i samarbejde med specialister inden for geologiske vurderinger og prospektvurderinger af geotermianlæg. Usikkerheden på udførelsen af disse opgaver kan imødegås ved at have en klar plan for projektet og dets organisering, og ved at indgå skriftlige aftaler med rådgivere, hvor leverancer, økonomi og tidsplaner er klart defineret.

Det er vigtigt, at projektejereren opstiller realistiske forudsætninger for, hvordan et geotermianlæg kan spille sammen med fjernvarmesystemet. Herunder kan placeringer, afsætningsgrundlag, temperaturer og eventuelle bindinger til andre varmekilder være ret udslagsgivende i vurderingen af økonomien for et geotermianlæg.

PRISMÆSSIGE USIKKERHEDER

Det vil i de fleste tilfælde være muligt at estimere omkostningerne i projektudviklingsfasen rimeligt godt, og disse omkostninger vil under alle omstændigheder være små sammenlignet med de følgende faser.

Målet i projektudviklingsfasen er at eliminere mest mulig usikkerhed med færrest mulige omkostninger. Afhængig af, hvad de indledende vurderinger viser, kan der dog opstå situationer, hvor der viser sig behov for yderligere data og analyser, og dermed en forøgelse af udviklingsbudgettet. Dette skal ske for at beslutningsgrundlaget for næste fase kan blive tilstrækkelig sikkert.

4.6 SEISMISKE UNDERSØGELSER

Relevante værktøjer til
minimering og
afdækning af risici i
seismik fasen

- Risikovurdering og -styring
- Geologisk/geofysisk og geotermisk ekspertise
- Projektstyring og -ledelse
- Ekspertise indenfor udbud
- Interessentanalyse og kommunikationsplan
- Plan for myndighedsbehandling
- Forsikringer

GEOLOGISK USIKKERHED

Projektfasen med seismiske undersøgelser tager primært sigte på at reducere usikkerheden om de geologiske forhold som beskrevet under det andet trin i trappemodellen i afsnit 4.3 om efterforskningsmæssig risiko. Dette munder ud i en

opdatering af den geologiske model. Efter denne fase er det målet, at kendskabet til geologien er tilstrækkeligt sikkert til, at det kan besluttet, om der skal udføres borer.

Det er vigtigt at forstå, at de seismiske undersøgelser reducerer den kvantitative usikkerhed (reservoirets dybde, tykkelse og kontinuitet), mens den kvalitative usikkerhed (reservoirets vandledende egenskaber) normalt ikke reduceres.

ORGANISATORISK USIKKERHED

Ved udførelse af seismiske undersøgelser bør der etableres en egentlig projektorganisation. Dels skal der indgås større kontrakter, som blandt andet kræver faglig og udbudsretslig ekspertise, og dels er udførelsen meget synlig i lokalområdet, hvilket kan medføre lokal opmærksomhed og reaktioner.

Dette kræver styring og ledelse fra projektejerens side, og der må opstilles klare planer og målsætninger for arbejdet.

UDFØRELSESMÆSSIG USIKKERHED

For at sikre den fagligt optimale udførelse af de seismiske undersøgelser må projektejerens entrere med specialiserede rådgivere og entreprenører, samt sikre at den overordnede projektledelse er på plads og fungerer. De seismiske målinger skal ofte udføres i projektejerens eget lokalområde og på offentlige veje, og da de indebærer en stor synlighed med risiko for dårlig omtale m.v., kan det være en stor fordel, at projektejerens selv involverer sig i dialogen med lodsejere, trafikmyndigheder og andre interessenter. Forud for udførelsen bør der også udføres en interessentanalyse og udarbejdes en kommunikationsplan.

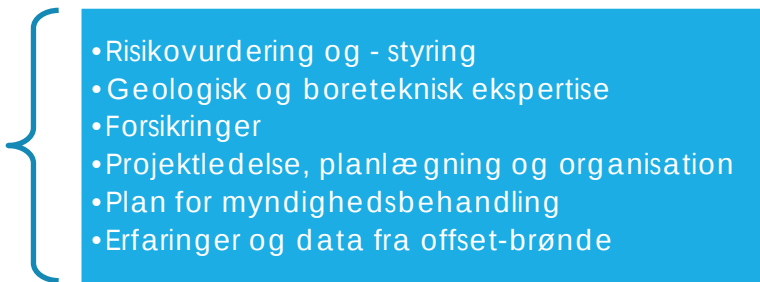
Parallelt med de seismiske målinger vil der som regel ske en del indledende myndighedsbehandling (se kapitel 7). Dette skal sikre, at de nødvendige tilladelser enten er opnået eller med stor sikkerhed kan opnås, når der eventuelt skal træffes beslutning om at fortsætte projektet ind i borefasen.

PRISMÆSSIGE USIKKERHEDER

Det vil som regel være muligt ud fra geologiske vurderinger at fastlægge omfanget af de seismiske undersøgelser (antallet af linje-kilometer) forud for beslutningen om at starte seismik-fasen. Der vil dog være noget usikkerhed om prisen pr. kilometer og dermed den samlede udgift, som blandt andet afhænger af konjunkturerne (efterforskningsaktiviteterne) i olie-/gasbranchen.

4.7 BORINGER

Relevante værktøjer til
minimering og
afdækning af risici i
borefasen

- 
- Risikovurdering og -styring
 - Geologisk og boreteknisk ekspertise
 - Forsikringer
 - Projektlejelse, planlægning og organisation
 - Plan for myndighedsbehandling
 - Erfaringer og data fra offset-brønde

GEOLOGISK USIKKERHED

Forud for udførelse af borerne kan den geologiske usikkerhed søges reduceret ved udarbejdelse af reservoirmodeller og boreprognoser. Den sidstnævnte vil være et vigtigt redskab for at minimere de operationelle risici under borearbejdet.

Trappemodellen (se Figur 30) beskriver aktiviteter, der skal reducere den efterforskningsmæssige risiko igennem borefasen.

Ved afslutningen på borefasen vil der således blive udarbejdet en opdateret reservoirmodel baseret på kendte reservoirdata.

ORGANISATORISK USIKKERHED

Organisationens samlede kompetencer og erfaringer er afgørende vigtige for en vellykket planlægning og udførelse af en geotermisk brønd. Her gælder det virkelig, at ingen kæde er stærkere end det svageste led. Fx kan en uerfaren driller få selv den mest velplanlagte boreoperation til at gå galt.

Da en boreoperation foregår døgnet rundt og således involverer skiftende vagthold, er det vigtigt, at der sørges for en god overdragelse i forbindelse med vagtskifte.

Tilsvarende er det vigtigt, at (nogle af) de personer, som skal stå for den praktiske boreledelse også inddrages i planlægningen af borearbejderne for at sikre viden om og forståelse for boreprogrammet og det overordnede mål.

Se også kapitel 8, hvor forskellige værktøjer til at sikre organisatorisk klarhed omkring beslutninger og ansvar er gennemgået.

UDFØRELSESMÆSSIG USIKKERHED

Omkostningerne ved boring relaterer sig primært til tidsforbrug (herunder specielt til leje omkostninger af borerig og materiel samt personale). Derfor har boreha-

stighed en væsentlig betydning for omkostningerne ved boringen. Der er dog en række yderligere overvejelser, som man skal gøre sig:

- sikkerhed for udstyr og mandskab,
- hulstabilitet,
- samt nøjagtighed af brøndspor.

Endvidere har borehastighed en bi-effekt for udstyrsslid, som kan medvirke til flere 'trips' på grund af værktøjsslid (primært på borekronen).

Der er tre primære parametre, som har indvirkning på borehastigheden:

- rotationshastighed på borekronen,
- vægt på borekronen
- samt de hydrauliske forhold i borevæsken (flow og dysestørrelse).

Hvis man kan inddrage data og erfaringer fra nærtliggende eksisterende boringer, vil man ofte kunne reducere usikkerheden omkring borehastighed væsentligt. Sådanne data og erfaringer kan oftest findes i de såkaldte Final Well- eller Completion-rapporter.

De tre væsentligste faktorer til udstyrsslid er:

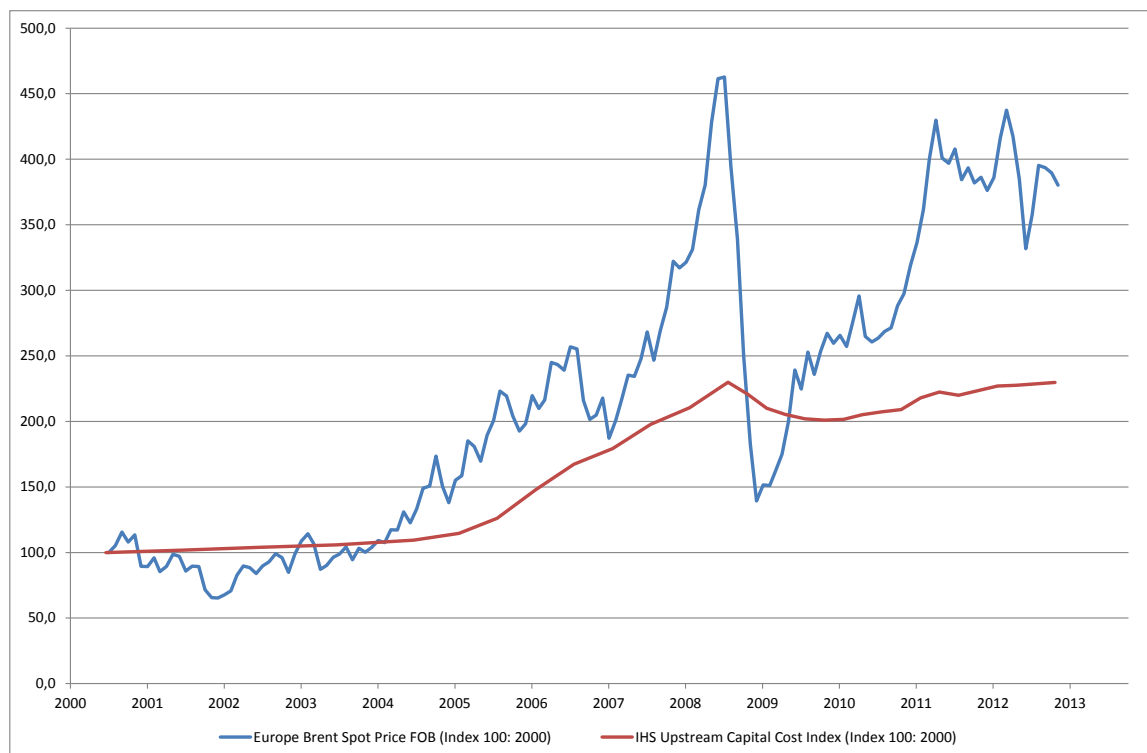
- lithologi,
- brønddesign
- samt BHA.

Lithologien vedrører den fysiske karakter af de geologiske lag, som formationerne består af. Kendskab til de fysiske karakteristika for lagene samt god planlægning og korrekt udstyrvalg kan reducere slid på udstyret og dermed behovet for ture ind og ud af brønden (trips).

PRISMÆSSIG USIKKERHED

Udførelsen af geotermiske boringer adskiller disse sig ikke væsentligt fra olie-/gasboringer. Teknologierne, udstyret og leverandørkredsen er stort set identiske.

Da der er et væsentligt større aktivitetsniveau i olie-/gasbranchen, er priseniveauet her også bestemmende for udgifterne til udførelse af geotermiske boringer. Prisen på olie har historisk varieret kraftigt, dels på grund af reel ændringer i efterspørgslen og dels på grund af spekulation i den fremtidige efterspørgsel. Variationerne i den såkaldte Europe Brent Spot-pris i perioden 2000-2012 fremgår af figuren neden for:



Figur 32: Variationer i oliepris (kilde: Energy Information Administration) og investeringsindex for olie-/gasbranchen (kilde: IHS).

Som det ses af figuren, vil de meget kraftige variationer i olieprisen i et vist omfang påvirke det generelle prisniveau for borerigge, forerør (casing) og andre komponenter og services, som anvendes i forbindelse med geotermiske boringer. Generelle prisstigninger på næsten 30 % på et år er set, og på enkeltkomponenter kan prisstigningerne være endnu kraftigere.

4.8 OVERFLADEANLÆG

Relevante værktøjer til minimering og afdækning af risici i fasen overfladeanlæg

- Grundig planlægning
- Risikovurdering / risikostyring
- Styring af tekniske grænseflader og dokumentation
- Kvalitetssikring og -styring
- Teknisk ekspertise og bygherrerådgivning
- Forsikringer

GEOLOGISK USIKKERHED

Når boringerne er udført og testet vil der ske en evaluering af resultaterne, som kan give anledning til justeringer af den geologiske model. På baggrund af pumpetest vil man nu kende reservoirets vandlevende egenskaber (den såkaldte kommunikations-transmissivitet), og der kan udarbejdes en detaljeret reser-

voirmodel. Først når reservoirets vandledende egenskaber, temperatur og vandkemi kendes, kan designparametre for overfladeanlægget endeligt fastlægges. Derefter er hovedprioriteten at bygge de anlæg, der bedst muligt kan udnytte de borede brønde. Den geologiske usikkerhed i forbindelse med design og etablering af overfladeanlægget er derfor begrænset.

ORGANISATORISK USIKKERHED

Den organisation, der skal stå for projektering og etablering af overfladeanlæggene, er i visse henseender en anden end boreorganisationen. Den nødvendige koordinering og organisatorisk overlap imellem disse to faser må derfor tilgodeses af projekterers gennemgående projektorganisation, evt. med hjælp fra en bygherrerådgiver med generel ekspertise inden for geotermiske anlæg. Overfladeanlæggene er et forholdsvist kompliceret procesanlæg med mange specielle tekniske krav og grænseflader. Som nævnt kan overfladeanlægget først færdigprojekteres, når borerne er testet, og de faktiske reservoirparametre kendes. Der er derfor en risiko for, at den organisation, der skal projektere, udføre og idriftsætte overfladeanlæggene, udsættes for et tidspres, der både kan betyde fejl og forsinkelser. Hvis der er ønske om at optimere tidsplanen, er det derfor vigtigt, at en kompetent og tilstrækkelig organisation er på plads i så god tid, at den indledende projektering kan ske på et foreløbigt konceptuelt niveau, parallelt med at borerne færdiggøres.

UDFØRELSESMÆSSIG USIKKERHED

HOVEDDATA FOR PROCESANLÆG

Først når borerne er udført og testet, bestemmes de hoveddata, som er nødvendige for at kunne designe og projektere overfladeanlæggene endeligt (tryk, flow, temperaturer, vandkemi m.v.). Afhængigt af hvad logtolkninger og pumpetests viser, vil det således være nødvendigt at revidere de tidligere antagelser om overfladeanlæggets hoveddata. Først derefter kan procesanlæggene inkl. dyk- og injektionspumper, varmepumper, varmevekslere, filteranlæg m.v. endeligt designes. Dermed må også projekteringen og lay-outet af bygningerne til en vis grad afvente designet af procesanlæggene. Tilsvarende gælder for dimensioneringen af et eventuelt drivenergianlæg til absorptionsvarmepumper.

Usikkerheden kan tidsmæssigt imødegås gennem planlægning, for eksempel ved at det team, der skal stå for detaildesign og udbud af overfladeanlæggene, allerede er på plads, når borerne testes, og der samtidig ligger en klar plan for, hvordan anlæggene udbydes og bygges. Ligesom i borefasen kan anvendelse af risikostyring være et godt hjælpemiddel for at undgå fejl. Andre redskaber kan være en systematisk styring af de tekniske og tidsmæssige grænseflader,

der er mellem anlæggets enkelte leverancer og dele, specielt hvis anlægget indkøbes og bygges under mange kontrakter. Dette har til formål at sikre, at alle de involverede i projektering og udførelse arbejder ud fra den samme og senest opdaterede tekniske dokumentation, herunder tegninger af anlægget, rør- og instrumenteringsdiagrammer, styringsbeskrivelser m.v.

Usikkerheden på de tekniske løsninger kan imødegås ved at have en god plan for design-, projekterings- og indkøbsfasen, så det fx ligger klart, hvilke standarder, der følges, hvordan grundkoncepterne ser ud, og hvilke parametre der varierer.

KOMPONENTER

Visse komponenter i et geotermianlæg er forholdsvis specielle, og nogle leveres af firmaer, der typisk leverer til olie- og gasindustrien. Det indebærer usikkerheder om leveringstider og prisniveauer, da der ofte kun er få potentielle leverandører.

Fælles for disse specielle komponenter er, at risikoen for fejl og forsinkelser kan forebygges ved, at det i forbindelse med udarbejdelsen af udbudsdokumenter nøje overvejes, hvilke standarder og kvalitetskrav, der er relevante. Herunder beskrives også de kvalitetssikringsprogrammer, der anvendes (for eksempel inspektioner, afprøvninger og materialecertifikater), og hvilke ydelsesgarantier der lægges til grund for kontrakterne.

For større leverancer af procesudstyr og maskiner gennemføres som regel leverandørbesøg med inspektioner for at konstatere fremdrift og kvalitetsniveau i produktionen og eventuelt bevidne tests og afprøvninger på fabrikken (Factory Acceptance Test, FAT).

Absorptionsvarmepumper drevet af damp eller hedtvand kendes fra de geotermiske anlæg i Thisted, på Amager og i Sønderborg. Erfaringerne er generelt gode, men der er set eksempler på, at varmepumpernes styring og regulering i starten udgør en udfordring, ligesom det har vist sig vigtigt at have fokus på selve fremstillingskvaliteten og det efterfølgende vedligehold.

Da der ikke eksisterer deciderede produktstandarder for absorptionsvarmepumper, vil det typisk være sådan, at visse procesværdier, anlæggets styring og evt. antallet af varmepumpetrin i overfladeanlægget, skal tilrettes efter den valgte leverandørs produktstandard. Denne usikkerhed i designfasen kan som nævnt imødegås ved at have egnede procedurer for styring af grænseflader og ændringer.

Da både virkningsgrader (COP) og kapacitet er afgørende for geotermianlæggets driftsøkonomi er det vigtigt, at disse parametre testes, hvilket både kan ud-

føres på fabrikken og efter installation – og med fordel begge steder. Det er her vigtigt, at de specificerede testbetingelser svarer til de realistiske driftsbetingelser for anlægget. Det vil typisk være nødvendigt at teste flere driftspunkter.



Figur 33: Absorptionsvarmepumpe under installation (Amager)



Figur 34: Absorptionsvarmepumpe efter installation (Sønderborg)

El-drevne kompressorvarmepumper i den nødvendige størrelse (flere megawatt elektrisk effekt) og kondensatortemperatur (85-95 °C) findes der pt. ikke mange erfaringer med. Den nødvendige opskalering giver her en usikkerhed, både med hensyn til pris og tekniske løsninger (driftssikkerhed).

Ved normale fjernvarmefremløbstemperaturer på 80-90° C er man på grænsen af hvad, der kan nås med normale ammoniakbaserede kompressorvarmepumper, og andre koncepter kan derfor overvejes, f.eks. hybridvarmepumper baseret på en vand- og ammoniak-blanding (se også afsnit 3.6).

Også for disse varmepumper er tests af ydelse og virkningsgrader selvfølgelig afgørende vigtige.

Dyk- og injektionspumperne er også kritiske nøglekomponenter, der må udlægges specielt til projektets anlægsdata. Dyk- og injektionspumper leveres typisk af udenlandske firmaer i olie/gas-branchen.

Andre specielle nøglekomponenter kan være varmevekslere, ventiler og instrumentering, hvor der for eksempel stilles specielle krav til materialernes korrosionsbestandighed (se også afsnit 3.6 og 3.7). Dette stiller ligeledes krav til kvalitetsstyring og dokumentation.

BYGGE- OG MONTAGEARBEJDER

Under udførelse af overfladeanlæggene vil der være de samme usikkerheder og risici, som normalt findes i større bygge- og anlægsarbejder, herunder vejrlig, funderingsforhold, forsinkede leverancer, fejl i projektering eller udførelsen m.v.

Den bedste måde at imødegå forsinkelser og ekstra omkostninger er en grundig projekt- og byggeledelse, herunder planlægning samt kvalitets- og grænsefladestyring.

De typisk tegnede all-risk entreprisforsikringer vil normalt dække mod uheld og skader i byggeperioden. Det kan overvejes at tegne en såkaldt driftstabsforsikring som supplement til entreprisforsikringen, som dækker i forbindelse med forsinkelser mv. Det er dog vigtigt, at forsikringsbetingelserne overvejes nøje, da der typisk vil være undtagelser for projekteringsfejl og lignende.

IDRIFTSÆTTELSE

Idriftsættelsen er en fase, som typisk er forbundet med en vis usikkerhed, særligt omkring varighed og ressourcebehov, da forudsætningen for succes er, at alle anlæggets systemer virker som tiltænkt, både hver især og sammen. Da mange af systemerne er skræddersyet eller tilpasset den specifikke anlægskonfiguration, er sandsynligheden for forsinkelser på grund af problemer med enkeltkomponenter og systemer høj. Da geotermiske overfladeanlæg ikke kan købes som en nøglefærdig leverance, stiller det høje krav til fjernvarmeværkets idriftsættelsesorganisation. De enkelte leverandører vil garantere funktionen af deres egne komponenter og systemer, men som regel ikke de følgeomkostninger, der ligger i den manglende indtægt, hvis det sammenbyggende anlæg ikke fungerer som tiltænkt. Der kan her ligge et betydeligt arbejde i fejlfinding og test af komponenterne og deres samspil og i at påvise præcis, hvad der er årsagen til eventuelle driftsproblemer.

For at forebygge fejl og forsinkelser i denne fase, er det afgørende vigtigt at holde styr på grænseflader og teknisk dokumentation, herunder kvalitetsdokumentation. Grundig planlægning af idriftsættelsesforløbet er selvfølgelig afgørende. Derudover er det vigtigt at have tilstrækkelige ressourcer med de rette kompetencer, som både dækker specialistviden på geotermiområdet, styringsmæssige og håndværksmæssige færdigheder samt en god systematik og idriftsættelsesledelse. Udover at benytte eksterne specialister anbefales det at inddrage det kommende driftspersonale i idriftsættelsen for at få tilstrækkelige faste ressourcer og samtidig forankre de indhøstede erfaringer i driftsorganisationen.

Idriftsættelsen afsluttes typisk med udførelse af prøvedrift og garantitest for de vigtigste komponenter og systemer, blandt andet varmepumperne og dyk- og injektionspumperne. Når anlægget overdrages til driften, bør der ligge registreringer af eventuelle tilbageværende mangler og aftaler for udbedringen. Ligeledes bør der ved afleveringen til driftsorganisationen ske en samlet overdragelse af anlægsdokumentation.

Eksempel på
anlægsdokumentation,
der overleveres til
driftsorganisationen

- Opdateret designdokumentation (tegninger, beregninger, diagrammer m.v.)
- Registreringer fra udførelsen (rapporter, logs, opmålinger, fotos m.v.)
- Komponentdokumentation (manualer, testrapporter, certifikater, styklister m.v.)
- Mangellister og planer for udbedring
- Manualer for drift og vedligehold

PRISMÆSSIG USIKKERHED

Usikkerhederne omkring udformningen af overfladeanlægget nævnt ovenfor vil selvfølgelig også påvirke prisen på det færdige anlæg, og dermed den resulterende varmepris i driftsfasen.

Derudover er en stor del af priserne også følsomme over for udsving i konjunkturer inden for f.eks. metal-, energi- og olie-/gasbranchen.

En generel forsinkelse af anlæggets udførelse og/eller idriftsættelse vil have indflydelse på projektøkonomien både i form af ekstra udgifter i byggefasen og indirekte i form af byggerenter, da størstedelen af anlægsbudgettet er brugt i etableringsfasen, hvorimod indtægterne ved varmesalg først starter, når det samlede anlæg er sat i drift.

Usikkerheden på priser og leveringstider kan til en vis grad vurderes ved at se på historiske data som statistikker og prisindeks, og risici kan bl.a. imødegås gennem valget af kontraktstrategier (se kapitel 6).

4.9 DRIFT

I driftsfasen vil et hovedmål som regel være at opretholde en kontinuerligt høj rådigheds- og kapacitetsfaktor på anlægget, samtidig med at drifts- og vedligeholdelsesudgifterne og dermed varmeprisen på langt sigt holdes på et lavt niveau.

Blandt de tiltag og værktøjer, som kan medvirke til dette, kan nævnes:

Relevante værktøjer til minimering og afdækning af risici i driftsfasen

- Fast bemanding, der kan opsamle viden og erfaring og sikre kontinuitet
- Fokus på forebyggende og tilstandsbaseret vedligehold
- Vedligeholdelsesplaner og lagerføring af strategiske reservedele
- Fokus på løbende forbedringer og optimering
- Adgang til teknisk ekspertise og specialitydelser

GEOLOGISK USIKKERHED

Selv når anlægget er i drift, kan der være en vis usikkerhed, som knytter sig til de geologiske forhold.

VANDKEMI

Afhængig af geotermivandets indhold af salte og mineraler vil der være en risiko for udfældninger, dels i overfladeanlæggene og dels i reservoiret, særligt i injektionsbrønden. Derudover er det saltholdige geotermivand stærkt korrosivt, såfremt det iltes. Begge dele giver en risiko for en forringet produktion. Da geotermivandets kemi først kendes præcist efter prøvepumpningen, er der tale om en usikkerhed, der helt eller delvist kan imødegås i anlæggets design og tilrettelæggelsen af driften.

I overfladeanlæggene kan et lavere tryk og en lavere temperatur end i reservoiret mindske opløseligheden af salte og mineraler, hvilket kan føre til udfældning. Geotermivandets opholdstid i overfladeanlægget har også betydning for risikoen for udfældninger. Ligeledes vil der være en risiko for korrosion, navnlig hvis der trænger ilt ind i geotermivandskredsen. Anlægget må derfor designes på basis af analyser af den aktuelle vandkemi i reservoiret. Ligeledes designes anlægget med påsætning af nitrogen-overtryk ved nedlukning for at forhindre indtrængning af atmosfærisk ilt, når det geotermiske vand falder ned i brøndene.

Hvis der alligevel viser sig problemer med f.eks. korrosion under drift, må der tages sigte på at analysere og løse disse.

I injektionsboringen vil udfældninger kunne øge injektionstrykket over tid, hvilket kan give problemer med anlæggets kapacitet. Det er typisk injektionsboringen og ikke produktionsboringen, der er begrænsende for anlæggets kapacitet.

Tendensen til udfældninger vil typisk øges ved højere injektionstemperaturer og ved mange start/stop af anlægget.

UDFÆLDNINGER

I geotermianlægget på Amager giver dannelsen af korrosionsprodukter og udfældninger af kalkpartikler problemer med stigende tryk i injektionsboringen og dermed faldende flow, kapacitet og energiproduktion over tid. Problemet er særligt udtalt, når det geotermiske vand ikke afkøles tilstrækkeligt (til under 20 °C) inden injektion.

En periodisk injektion af saltsyre i en svag koncentration (15 % HCl tilsættes i forholdet 1:1.000) hjælper med igen at sænke injektionstrykket.

En renpumpning af injektionsbrønden forventes ligeledes at kunne reducere eller fjerne problemet helt.

PARTIKELPRODUKTION

Det vand, der pumpes op af produktionsbrønden, kan indeholde varierende mængder af partikler af forskellig kornstørrelser. Omfanget af partikelproduktionen vil i udgangspunktet afhænge af den valgte reservoirudbygning, idet filtre og gruskastninger giver en bedre sandkontrol i produktionsbrønden end perforationer. For ikke at risikere, at partiklerne gradvist tilstopper injektionsboringen, er der indsat filtre i geotermivandskredsen (se afsnit 3.6).

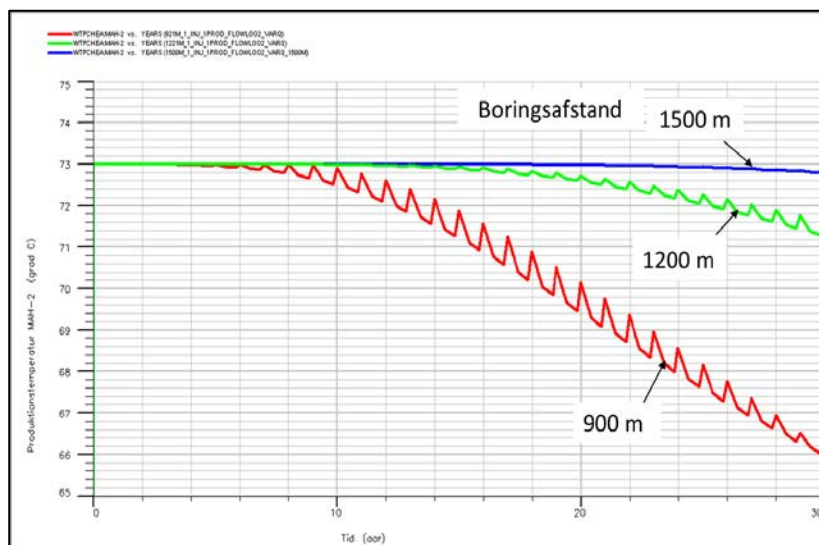
Før idriftsættelsen vil der ske en oprensning af brøndene, hvor geotermivandet i en periode pumpes direkte til recipient eller bassin, indtil partikelproduktionen er reduceret til et acceptabelt niveau. Men selvom reservoiret er godt beskrevet, bl.a. ud fra borespåner, borekerner, borehulslogs og prøvepumpninger, og udbygningens sandkontrol tager højde for dette, kan der forekomme situationer, hvor mængden af partikler vedbliver at være stor under drift. Dette skyldes typisk, at der sker en udvaskning fra ler-/siltlag i reservoiret (fx hvor reservoiret er udbygget med perforationer).

Denne risiko kan imødegås ved at afsætte plads i procesanlægget til, at der om nødvendigt senere kan tilføjes yderligere filtre, f.eks. selvrensende forfiltre, som kan tage en relativt stor mængde af de grovere partikler.

RESERVOIRTEMPERATURENS UDVIKLING OVER TID

Økonomien for det geotermiske anlæg er baseret på, at der kan opretholdes en konstant temperatur i produktionsboringen. Produktions- og injektionsboringer lægges normalt så langt fra hinanden i reservoirdybde, at temperaturen i produktionsbrønden først vil begynde at falde efter fx 25-30 års produktion. Den for-

ventede temperaturudvikling kan vurderes ved simuleringer baseret på den geologiske model for området og antagelser omkring driftsmønstret.



Figur 35: Simuleret produktionstemperatur for borer på Amager med forskellig afstand mellem borerne

Selvom der kan være en vis usikkerhed på den tid, der går, før temperaturen i produktionsbrønden begynder at falde, vil en temperaturændring dog ske så langsomt, at der vil være flere år til fx at træffe beslutning om boring af en ny produktionsbrønd.

ORGANISATORISK USIKKERHED

Den organisationsform og driftsstrategi, der vælges, kan have stor indflydelse på, om målene for drift af anlægget nås.

Der findes endnu kun få geotermianlæg i Danmark, og erfaringerne er derfor begrænsede. Det er derfor sandsynligt, at en lang række ting på nye anlæg kan forbedres i driftsfasen både på kortere og længere sigt. Dette kræver fokus på forebyggende vedligehold og løbende forbedringer af metoder, processer og udstyr.

Dette taler for at organisere driften omkring en fast tilknyttet drifts- og vedligeholdelsesorganisation, som kan opbygge en god forståelse for anlæggets virkemåde og tekniske karakteristika, og som er i stand til løbende at opsamle, udnytte og dele erfaringer. Hvis en høj rådighed skal opretholdes, vil en form for døgnvagtordning endvidere være en fordel, således at der kan reageres hurtigt på eventuelle problemer.

Selvom ovenstående krav kan minde om det, der gælder for driften af andre fjernvarmeanlæg, som fx biomasse- og gasfyrede anlæg, er det dog vigtigt at gøre sig klart, at de tekniske kompetencer er forskellige. Det vil indledningsvist

være tilrådeligt at indgå af aftaler om levering af service- og specialitydelser fra eksterne firmaer, og det må også tilrådes, at der opbygges et samarbejde om tekniske emner mellem de selskaber, der driver geotermianlæg (for eksempel i form af ERFA-grupper).

Erfaringsmæssigt vil det være en stor fordel, hvis driftsorganisationen medvirker under montage og/eller idriftsættelse af overfladeanlægget for at opnå erfaringer med og kendskab til anlægget.

UDFØRELSESMÆSSIG USIKKERHED

En stor del af det geotermiske anlægs hovedkomponenter må forventes at skulle udskiftes eller renoveres i løbet af anlæggets levetid, og der må derfor tilrettelægges en reservedelsstrategi, som sikrer mod længerevarende driftsstop. På nogle dele og systemer kan der indgås leverandøraftaler, som sikrer hurtig udbedring ved fejl, men især på de mere specielle hovedkomponenter, f.eks. varmepumperne samt dyk- og injektionspumperne, kan der være særdeles lange leveringstider. En løsning, der minimerer risikoen for tab, kan derfor være at opbygge anlægget med en vis redundans, eller med en modulopdeling, der tillader drift med reduceret kapacitet ved fejl, fx 3 injektionspumper med hver 33 eller 50 % kapacitet.



Figur 36: Udskiftning af dykpumpe på Amager.

Forebyggende vedligehold bør udføres i sommerperioder, hvor der typisk er planlagte stop på anlægget, eller hvor det kan stoppes uden store tab.

PRISMÆSSIG USIKKERHED

I driftsfasen vil en lang række faktorer påvirke prisen på den producerede varme. Dog er afskrivning og forrentning på anlægsinvesteringen, som må forventes at ligge relativt fast i anlæggets levetid, typisk langt den største omkostning.

De øvrige driftsomkostninger vil naturligvis være forbundet med usikkerheder, såvel hvad angår priser og afgifter på drivenergi og proces-el, priser på og behov for reservedele og eksterne ydelser samt omkostningerne til bemanding af driftsorganisationen. Samlet set kan disse omkostninger dog forventes at være ret ukomplicerede at forudsige.



Figur 37: Usikkerheden på driftsøkonomien hænger især sammen med energiproduktionens størrelse.

Da driftsomkostningerne for en stor del er faste og kun i mindre grad skalerer med produktionens størrelse, vil anlæggets samlede økonomi (varmeprisen) primært være følsom for det årlige antal ækvivalente fuldlasttimer.

Dette kan igen afhænge af to faktorer. Dels skal aftaget af fjernvarme fra anlægget gerne holdes på det forudsatte niveau henover årene. Dels skal både kapaciteten og rådigheden af anlægget holdes oppe. Dette vil selvfølgelig generelt set afhænge af, hvordan driftsproblemerne håndteres og løses, og kan også hænge sammen med geologiske forhold, hvor for eksempel udfældninger i reservoiret kan nedsætte kapaciteten over tid.

Samlet set er det dog vurderingen, at usikkerheder og risici i driftsfasen er relativt begrænsede i sammenligning med anlægsfasen.

5 ØKONOMI

Dette kapitel belyser nogle forhold, som er vigtige at tage i betragtning i de økonomiske vurderinger af geotermianlæg, og foreslår nogle metoder og principper, der kan være med til at sikre den nødvendige robusthed, også i denne del af projektet.

De væsentligste elementer i økonomien for et geotermianlæg

- Anlægsomkostninger
- Finansieringsomkostninger
- Driftsudgifter
- Energiproduktion (antal ækvivalente fuldlasttimer)
- Nedlukningsomkostninger

Der vil ikke i denne sammenhæng blive præsenteret egentlige nøgletal for anlægs- og driftsbudgetter for geotermiske anlæg, da økonomien i geotermianlæg er meget specifik for en given ressource- og anlægskonfiguration, og da prisniveauet på en del af kontrakterne kan svinge kraftigt over tid. For generelle nøgletal for geotermianlæg kan henvises i stedet til Energistyrelsens teknologikatalog (Energistyrelsen, 2012).

Der fokuseres heller ikke på indtægtssiden og selskabsøkonomien i geotermiprojekter, da en opgørelse af dette vil afhænge af blandt andet selskabsformer, afgiftsstrukturer og kombinationen med andre varmekilder og produktionsanlæg i fjernvarmenettet, herunder eventuel drivenergi til absorptionsvarmepumper.

Ligeledes vil de samfundsøkonomiske forhold ikke blive beskrevet. Der henvises i stedet til Energistyrelsens generelle vejledning for beregning af samfundsøkonomi i forbindelse med energianlæg.

Det skal understreges, at der naturligvis skal foretages grundige analyser af ovenstående i det enkelte projekt. Disse analyser skal baseres på de konkrete forudsætninger.

5.1 ANLÆGSBUDGETTER

En meget stor del af de samlede levetidsomkostninger for et geotermianlæg ligger i anlægsfasen, der samtidig er den mest usikre og risikobehæftede. Driftsomkostningerne er derimod forholdsvis små og mere forudsigelige. Det bevirker, at man normalt ikke vil bevilge hele anlægsbudgettet på en gang, men i stedet vil søge at reducere risikoen gradvist ved at gennemføre projektet trinvist som angivet i kapitel 3 og 4 samt indføre de i kapitel 9 nævnte beslutningspunkter. Derudover gør den relativt store usikkerhed i mange af projektets faser det nødvendigt at arbejde med metoder til systematisk vurdering af usikkerheder i budgetterne,

ikke mindst da der er tale om projekter med anlægssummer i størrelsesordenen flere hundrede mio. kr.

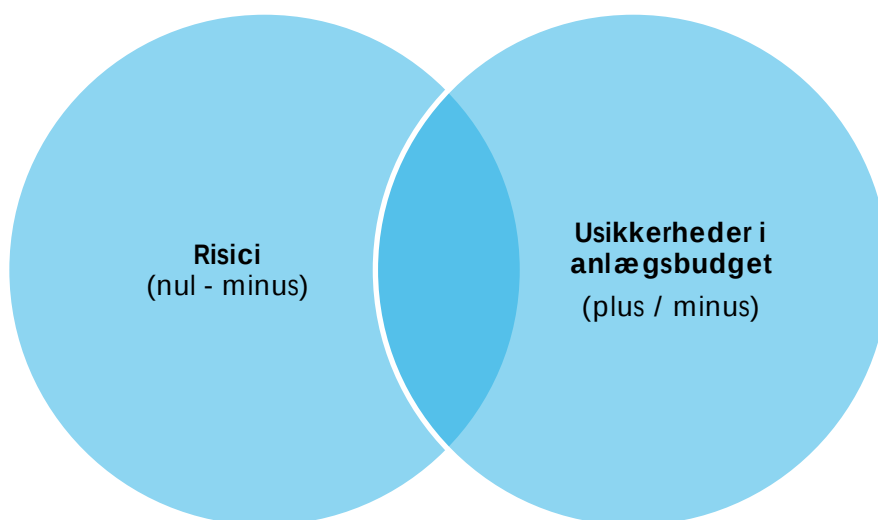
FASEOPDELING OG DETALJERING

Anlægsbudgettet vil som regel være opdelt på samme måde som projektplanen, sådan at der ved hvert beslutningspunkt bevilges en del af budgettet, som svarer til at gennemføre den efterfølgende fase i projektet. Det samlede anlægsbudget er selvfølgelig stadig en vigtig del af beslutningsgrundlaget, da det er afgørende for den samlede forventede driftsøkonomi. Beslutningsgrundlaget for hver kommende fase vil således typisk indeholde en detaljeret plan og et detaljeret budget for den forestående fase samt en opdateret version af det samlede anlægsbudget.

OPSTILLING AF FORUDSÆTNINGER

Det er vigtigt på forhånd at overveje og beskrive, hvad der er faste forudsætninger, og hvad der behæftes med usikkerhed i et anlægsbudget. Dette skal ses i sammenhæng med den indledende risikovurdering af projektet.

En risiko kan defineres som en hændelse eller et udfald med en negativ påvirkning, som sker med en vis sandsynlighed, hvorimod en usikkerhed er en afvigelse, der potentielt både kan give positive og negative påvirkninger, for eksempel på økonomien. Der vil være en fællesmængde mellem de to kategorier, sådan at en stor del af de risici, der findes under risikovurderingen, bør regnes med som usikkerhed i anlægsbudgettet, i hvert fald indtil der findes en måde at undgå eller minimere dem på. Omvendt kan man også vælge at definere nogle forudsætninger i budgettet, og dermed udelukke nogle bestemte risici/usikkerheder fra budgettet. Dette rummer selvfølgelig den fare, at budgettet skider, såfremt forudsætningerne ændres.



I de første faser af et geotermiprojekt vil den geologiske efterforskningsrisiko være den dominerende usikkerhed. Dette gælder normalt, indtil den første boring er udført og testet. Risikoen vil her være, at det enten slet ikke er muligt at realisere projektet, eller at det kun er muligt at realisere et alternativt (mindre attraktivt) projekt. Sidstnævnte tilfælde kan for eksempel være, at der produceres fra et reservoir med lavere temperatur og/eller et andet flow end oprindeligt antaget. I så tilfælde vil der være tale om et helt andet overfladeanlæg og projekt med et andet anlægsbudget end det oprindelige. Det giver i sådan et tilfælde ikke mening at tale om den efterforskningsmæssige risiko som en budgetmæssig usikkerhed. Det vil derimod være mere relevant i forhold til anlægsbudgettet at fastlåse nogle af de geologiske nøgleparametre såsom temperatur og vandelende egenskaber som forudsætninger og opfatte evt. afvigelser som rene risici. På samme måde gælder det, at hvis der i det enkelte projekt er en forventning om flere alternative reservoirer, er det mere relevant at definere individuelle scenarier for hvert reservoir med hvert deres anlægsbudget og driftsøkonomi.

Tilsvarende kan andre væsentlige risici med potentiale til at ændre eller forhindre hele projektet udelukkes fra anlægsbudgettets definition af usikkerhed. Dette kunne for eksempel være risiko for større politiske ændringer og pålæg, leverandørers konkurs og lignende. Sådanne overordnede enten/eller-hændelser kan bedre håndteres i en risikovurdering.

Selvom reservoirparametrene med hensyn til anlæggets design regnes som faste forudsætninger, kan der ikke ses bort fra den geologiske usikkerhed forbundet med at gennemføre borerne (den boretekniske risiko). For eksempel kan vanskelige geologiske formationer, der skal gennembøres, erfaringsmæssigt give betydelig usikkerhed på tidsforbruget og dermed boreudgifterne.

VURDERING OG OPFATTELSE AF BUDGETTETS USIKKERHEDER

I et traditionelt anlægsbudget skal beslutningstagerne principielt kun forholde sig til ét budgettal. Budgettet vil her være dannet af summen af priserne på enkelt-delene i projektet, som kan være baseret på erfaringer, tilbud eller bedste gæt.

Da man i mange typer af projekter erfaringsmæssigt har tendens til at overskride budgetterne, er det normal praksis at tillægge for eksempel 10-15 % af totalen som uforudseelige udgifter, hvilket dog oftest betyder, at dette beløb også bruges og ikke sjældent viser sig at være utilstrækkeligt. Som i anden planlægning vil der let opstå en generel tendens til at stole for meget på optimistiske scenarier, hvorimod projekter i virkeligheden sjældent forløber så glat som forventet.

Et meget detaljeret budget vil i denne situation også give indtryk af at være meget nøjagtigt og velunderbygget, men dette kan tit vise sig at være en falsk

tryghed, da man netop ikke forholder sig til usikkerhederne, og da det i sagens natur er svært at estimere uforudseelige elementer præcist.

I et forholdsvist lille anlægsprojekt med et velbeskrevet mål og gode prismæssige referencer og erfaringsgrundlag kan et simpelt budget være fuldt acceptabelt og en overskridelse være til at bære.

Men i større anlægsprojekter, der løber over flere år, og hvor det ikke er muligt fra starten at fastlægge omfang og løsninger præcist, er det en stor fordel at bruge en metode, der forholder sig systematisk til de iboende usikkerheder og risici ved projektet.

Usikkerheden på totalen i et budget kan have karakter af et gæt, hvor den for eksempel angives som $\pm 20\%$, men det siger imidlertid ikke meget, med mindre man samtidig angiver sandsynlighed for at nå de $+$ eller $- 20\%$.

Mere informativt er det at angive budgettet probabilistisk (dvs. sandsynlighedsbaseret) i modsætning til et deterministisk budget.

Eksempler på
angivelse af
budgetværdier

- **Deterministisk:** Budgettet for projektet er 122 mio. kr, heraf 10 % til uforudseelige udgifter.
- **Probabilistik:** Middelbudgettet for projektet er 110 mio. kr. Med 90 % sandsynlighed kan projektet gennemføres for et beløb under 122 mio. kr.

En systematisk angivelse af usikkerheden på budgetterne vil være af værdi for beslutningstagerne på flere måder.

For det første vil den tjene til at anskueliggøre risikoen i projektet i forbindelse med vurdering af selskabsøkonomien, herunder ved sammenligning af forskellige alternative projekter. En traditionel følsomhedsanalyse fortæller kun hvad konsekvensen af fx en 10 % forøgelse af budgettet vil være, så det er afgørende vigtigt samtidig at kende en sandsynlighed for, at dette sker, når et projekt skal vedtages.

For det andet vil det gøre det muligt at sikre, at den nødvendige likviditet er til stede, da det giver et billede af, hvor store henholdsvis små udgifterne kan gå hen at blive.

Der henvises til bilag 3 og 4, som beskriver henholdsvis Successiv Kalkulation og Monte Carlo-simulering – to metoder, som kan bruges til at opstille et probabilistisk anlægsbudget.

RESERVER

Anlæggbudgettet med tilhørende sandsynlighedsbaseret estimat for usikkerheden kan danne grundlag for en anlægsbevilling. Når det besluttet at igangsætte en fase i projektet, kan størrelsen af bevillingen som udgangspunkt vælges, så den svarer til middelbudgettet.

Men da budgettet er forbundet med usikkerhed, vil der være tilfælde, hvor det viser sig at budgettet ikke holder, men må forhøjes undervejs.

Det kan derfor være hensigtsmæssigt sammen med middelbudgettet at bevilge en reserve, som projektorganisationen kun i særlige tilfælde og efter forudgående godkendelse i fx en styregruppe eller bestyrelse kan få lov til at disponere helt eller delvist over for at kunne færdiggøre arbejdet i en fase. Med andre ord sikrer beslutningstagerne sig en reserve, som ikke umiddelbart stilles til rådighed for projektorganisationen.

Det budget, som stilles til rådighed for projektorganisationen, kan således svare til fx P(50)- eller P(70)-værdien (jf. S-kurven), mens reserven, som styregruppen/bestyrelsen disponerer over, kan svare til forskellen mellem P(90)-værdien og projektorganisationens budget. Der kan selvfølgelig vælges andre fraktile værdier end 50, 70 eller 90, alt efter hvilken sikkerhed man ønsker mod at overskride budgettet henholdsvis reserven.

Når der arbejdes med anlæggbudgetter i størrelsesordenen flere hundrede millioner kr. er det selvfølgelig vigtigt på forhånd at sikre, at finansieringen er til rådighed. Her kan reserven også opfattes som en buffer, som der likviditetsmæssigt skal være dækning for, hvis det skulle blive nødvendigt. På den måde kan det undgås at skulle skaffe yderligere finansiering med kort varsel med deraf følgende meromkostninger/forsinkelser.

5.2 FINANSIERING

Fjernvarmeselskaber er underlagt særlige regler efter Varmeforsyningsloven. Disse regler giver dels mulighed for, at der i varmeprisen indregnes henlæggelser til nyinvesteringer i op til fem år før den planlagte idriftsættelse. Heri kan også omkostninger til efterforskning indregnes. Derudover kan den del af anlægsmkostningerne, der ikke er finansieret via henlæggelser, efterfølgende indregnes i varmeprisen i form af afskrivninger.

Størrelsen af de investeringer, som kræves for at etablere et geotermianlæg, vil dog i de fleste tilfælde kræve en form for lånefinansiering. Og på grund af investeringens relative størrelse i forhold til driftsudgifterne, vil rente og løbetid for dette lån være meget afgørende for selskabsøkonomien.

LÅNEGARANTIER

En projektf finansiering, som typisk anvendes til etablering af privatejede energianlæg, kan være svær at forestille sig for geotermianlæg, da efterforskningsrisikoen typisk er for stor. Der vil derfor normalt blive krævet en form for garantistillelse eller forsikring af produktionen fra geotermianlægget.

Hvis et forbrugerejet eller kommunalt fjernvarmeselskab står bag geotermiprojektet, er der imidlertid normalt mulighed for at opnå kommunegaranti for lånet, og derpå opnå et relativt billigt lån på realkreditlignende vilkår, typisk via Kommunekredit. Hvorvidt en kommunegaranti er en mulighed, vil være op til en vurdering fra kommunens side i hvert enkelt tilfælde, og det vil selvfølgelig være klart anbefalelsesværdigt at afklare dette allerede i de tidlige faser af projektet, det vil sige inden beslutning om at udføre en efterforskningsboring.

5.3 DRIFTSØKONOMI

Et geotermisk anlæg adskiller sig fra de fleste andre energiproducerende anlæg ved, at en meget stor del af de samlede levetidsomkostninger ligger i anlægsfasen. Af kapitel 2 fremgår det, at de variable driftsomkostninger for et geotermisk anlæg til produktion af fjernvarme er markant lavere end konventionelle anlæg, da der ikke direkte skal indkøbes et brændsel.

OMKOSTNINGSTYPER OG -FORDELING

De udgifter, der måtte være forbundet med driften af det geotermiske anlæg, kan deles op i variable og faste udgifter.

Variable omkostninger			
El			➤ Indkøb af el til pumper og andet teknisk udstyr.
Drivenergi til varmepumper			➤ El eller damp/hedtvand (kan være omkostningsneutral)
Øvrige udgifter	variable	D&V-	➤ Indkøb af reservedele og forbrugsvarer som filterpatroner og -poser ➤ Afhjælpende vedligehold

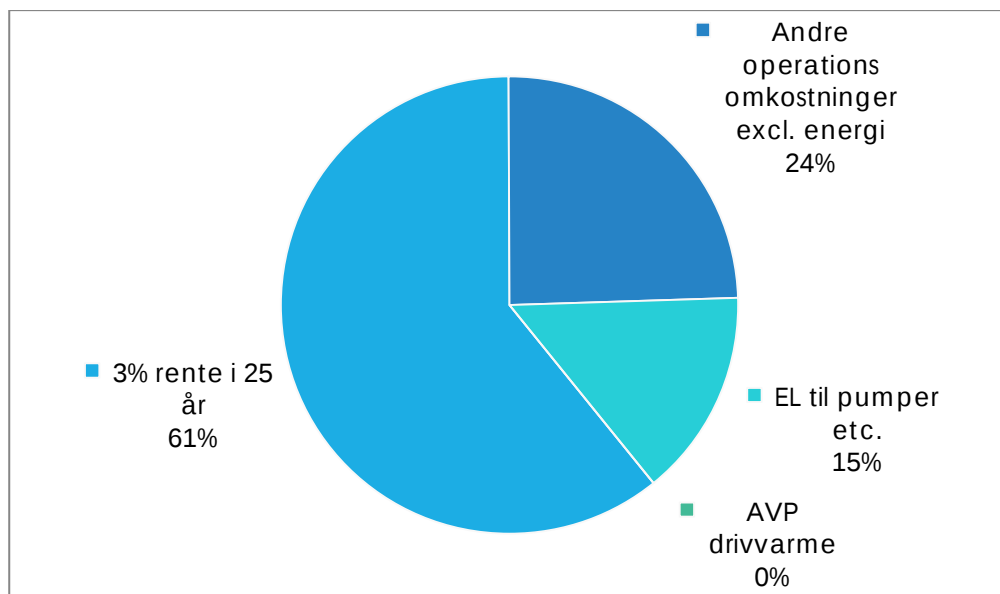
Faste omkostninger	
Finansieringsomkostninger	➤ Renter og afdrag på den lånefinansierede anlægsinvestering.
Faste D&V-udgifter	➤ Bemanning, overvågning og rundering, mv. ➤ Forebyggende vedligehold

Valget af varmepumpeteknologi kan influere på de variable udgifter, særligt udgifterne til drivenergi. Historisk set har der været en tendens til at vælge absorptionsvarmepumper, som drives af damp eller hedtvand fra et turbineudtag eller en fjernvarmekedel. Dette har betydning for driftsomkostningerne, da der skal afsættes midler til indkøb af damp eller hedtvand. For et geotermianlæg med eldrevne varmepumper vil omkostningen til drivenergi i stedet ligge på elforbruget til varmepumperne.

I det følgende gives et eksempel på, hvordan udgifterne til drift vil fordele sig på et geotermisk anlæg, hvis dette anvender henholdsvis omkostningsneutral drivvarme eller er baseret på køb af drivvarme. Der tages udgangspunkt i et anlæg med absorptionsvarmepumper, da dette hidtil har været det mest almindelige at anvende i geotermiske anlæg i Danmark. Der antages endvidere følgende:

- En fremløbstemperatur på 85 °C i distributionsnet.
- Ud over damp/hedtvand til at drive absorptionsvarmepumperne indgår der også en mindre mængde af el til at drive cirkulationspumper internt i absorptionsvarmepumperne, f.eks. mellem absorber og generator.
- Andre større energikrævende komponenter i det geotermiske anlæg er knyttet til geotermivandskredsen og omfatter injektionspumpe og dykpumpe.
- Andre udgifter, såsom vedligeholdelse af borer, overfladeanlæg, pumper samt udskiftning af filtre, udgør én samlet post.
- Afsætningsgrundlaget for det pågældende fjernvarmenet er på 750 TJ/år.
- Det geotermiske anlæg dimensioneres til at udtrække omkring 12 MW fra geotermivandet og levere en samlet effekt af værket på ca. 24 MW (bidrag fra varmepumpernes drivenergi på 12 MW).
- Det geotermiske reservoir antages at ligge i en dybde af omkring 2 kilometer og have en temperatur på 60 °C samt gode vandledende egenskaber (36 Dm).

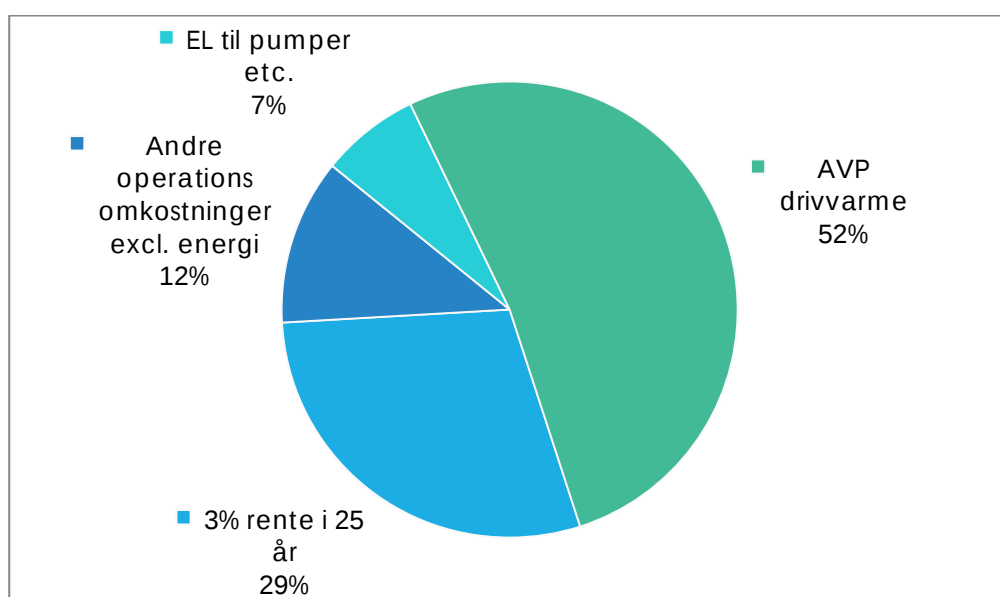
Under disse antagelser vil driftsudgifterne for det geotermiske anlæg med omkostningsneutral drivvarme kunne opgøres som vist i figuren neden for:



Figur 38: Driftsudgifter for et geotermisk anlæg med omkostningsneutral drivvarme.

Det fremgår af figuren, at den største andel af de samlede årlige driftsomkostninger udgøres af finansieringen med renter og afdrag, som her er antaget at være et indeksannuitetslån, der over 25 år afdrages med et fast årligt beløb. Afskrivning og renter udgør et væsentligt bidrag til de samlede udgifter som følge af, at anlægsudgifterne til det geotermiske anlæg er store.

Hvis drivvarmen til absorptionsvarmepumpen ikke er omkostningsneutral, men har en merpris i forhold til den leverede fjernvarme, vil fordelingen af driftsudgifter se anderledes ud. Hvis drivvarmen fx skal købes i form af damp med en temperatur på ca. 160 °C til en pris af 80 kr./GJ, vil driftsudgifterne fordele sig som vist i figuren neden for:



Figur 39: Driftsudgifter for et geotermisk anlæg med drivvarme med merpris.

Køb af drivvarme udgør nu lidt over halvdelen af de samlede driftsudgifter.

Det ses altså, at den samlede fordeling af driftsudgifterne er meget afhængig af hvilken drivvarme, der kan findes til absorptionsvarmepumperne. Såfremt geotermianlægget bygges samtidig med et kedelanlæg til drivvarmeforsyning, så disse anlæg gensidigt forudsætter hinanden, vil det selvfølgelig være naturligt at opfatte driftsøkonomien under et.

DEN ØKONOMISKE BETYDNING AF INDPASNINGEN I FJERNVARMENETTET

Fordelingen af faste og variable omkostninger ved drift af et geotermianlæg betyder, at økonomien i form af varmeproduktionsprisen isoleret set forbedres ved at give anlægget så mange driftstimer som muligt. Geotermianlægget bør derfor ligge så langt nede på varighedskurven som muligt – med andre ord egner geotermianlæg sig godt som grundlast, men ikke som spidslast.

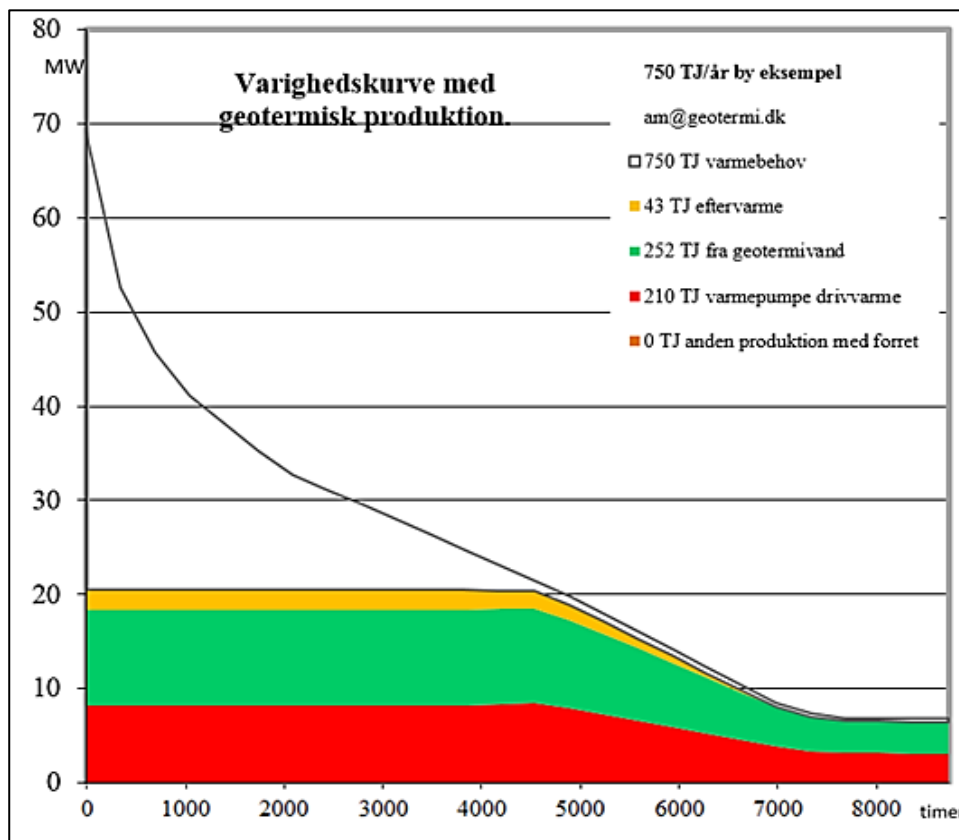
Af og til vil afsætningsgrundlaget dog være begrænset af andre fjernvarmeproduktionsenheder som på grund af lavere variable omkostninger eller af andre hensyn skal nyde forrang. Dette gælder blandt andet affaldsforbrændingsanlæg, som også løser en anden opgave – nemlig forbrænding af affald, som ikke kan oplagres – ved siden af produktionen af fjernvarme.

Valget af varmepumpeteknologi spiller også en rolle for indpasningen af det geotermiske anlæg på varighedskurven. Et geotermianlæg med absorptionsvarmepumper skal således forsynes med drivenergi i form af hedtvand eller damp, for eksempel fra et kedelbaseret fjernvarmeanlæg. Drivenergien ender sammen med varmen fra undergrunden på fjernvarmenettet og går altså ikke til spilde. Forholdet mellem den drivenergi, der tilføres, og den varme, der indvindes fra undergrunden, er blandt andet afhængig af reservoirtemperaturen og fjernvarmenettets fremløbs- og returtemperaturer. Typisk vil man kunne opnå et forhold mellem varme fra undergrunden og drivenergi i intervallet 0,7–1,1. Der skal altså også være plads til drivenergien på varighedskurven, hvilket begrænser den del af det samlede afsætningsgrundlag, der kan dækkes af den geotermiske varme fra undergrunden.

Drivenergien til absorptionsvarmepumper behøver dog ikke nødvendigvis at være en begrænsende faktor. Hvis drivenergien kan tages fra en eksisterende varmekilde med (mulighed for) høj temperatur, der kun leverer fjernvarme, for eksempel en eksisterende halmkedel, og hvis denne varme alligevel skal produceres, vil drivvarmen til geotermien i princippet være gratis, idet absorptionsvarmepumpen blot udnytter en del af den arbejdssevne, som ligger i forskellen mellem kedlens temperatur og fjernvarmenettets fremløbstemperatur. Tilsvarende vil drivenergien heller ikke optage plads på varighedskurven, da den alligevel skulle have været leveret ind på fjernvarmenettet.

Kommer drivenergien derimod fra et kraftvarmeværk, vil udtag af damp til absorptionsvarmepumperne give anledning til en mindre el-produktion, og dette vil selvfølgelig også påvirke den samlede energi- og driftsøkonomi.

Figuren neden for viser et eksempel på en varighedskurve for et fiktivt fjernvarmenet. Som det ses, dækker varmen fra undergrunden ca. 34 % og drivenergien til absorptionsvarmepumperne ca. 28 % af det årlige varmebehov.

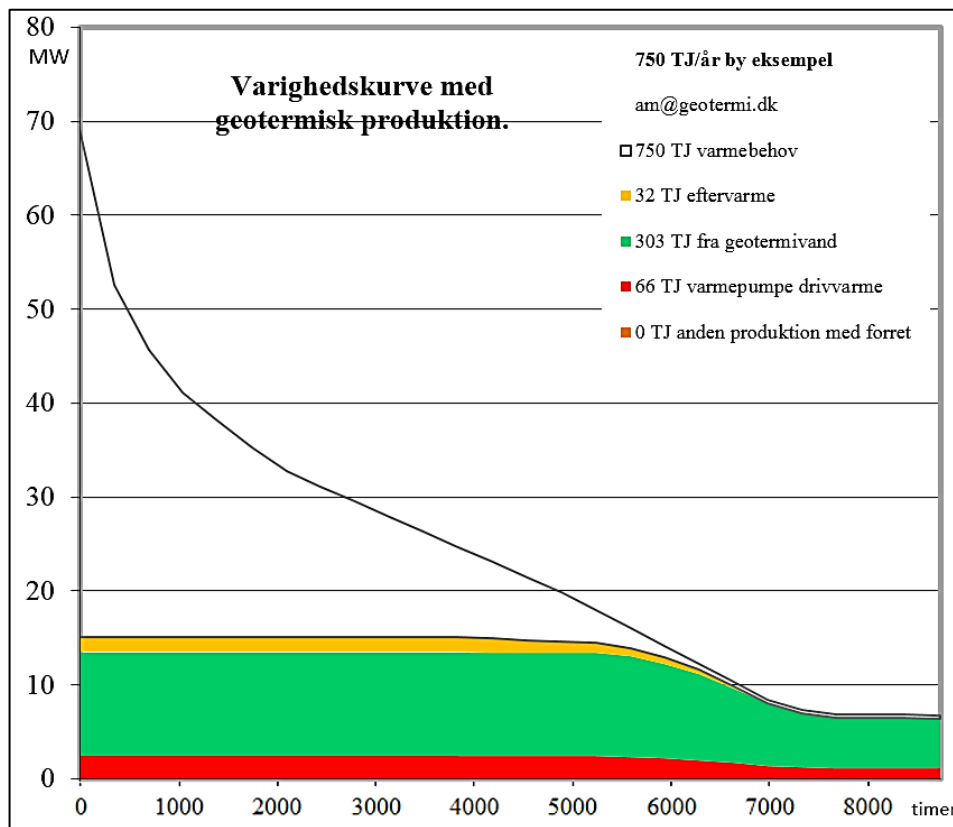


Figur 40: Eksempel på indpasning af et geotermisk anlæg med absorptionsvarmepumper på varighedskurven.

I eksemplet tilføjes også en mindre mængde eftervarme (vist med gul). Eftervarme kan være nødvendig for at opnå en fremløbstemperatur (fx til et transmissionet), som er højere end det, (absorptions)varmepumpen teknisk kan levere. Afhængigt af, hvilken type varmepumpe der benyttes, og af prisen på drivenergien forbedres energi- og driftsøkonomien, jo lavere fjernvarmenettets fremløbstemperatur er. Ligeledes giver en lav returtemperatur bedre energi- og driftsøkonomi, da den øger den del af varmen fra geotermivandet, der kan overføres til fjernvarmevandet ved direkte varmeveksling.

Geotermianlæg med eldrevne kompressorvarmepumper kan opnå væsentlig højere COP-værdier end anlæg med varmedrevne absorptionsvarmepumper, men har hidtil vist sig at give højere varmepriser på grund af afgifter på den el, som driver varmepumperne. Eldrevne kompressorvarmepumper i kombination med geotermi kan dog meget vel tænkes fremover at blive relevant med det

fokus, der er på udnyttelse af el til fjernvarmeformål ¹. Varighedskurven for det samme fiktive fjernvarmeværk som i eksemplet oven for kunne med eldrevne kompressorvarmepumper se ud som vist i figuren neden for.



Figur 41: Eksempel på indpasning af et geotermisk anlæg med kompressorvarmepumper på varighedskurven.

Ved en øget udbygning af vindkraft kan et øget incitament for lagring af el som varme blandt andet opnås, ved at afgiftsniveauet for el til fjernvarmeformål tilpasses. Da geotermianlæg typisk kører bedst med få eller ingen stop, hvorimod el-varmepumper har bedst driftsøkonomi, når el-prisen er lav (typisk i nattetimerne), kan denne kombination eventuelt tænkes at indeholde en mulighed for kortvarig varmelagring i akkumulator tanke, som det kendes fra kraftvarme og solvarme.

Det kan også overvejes at benytte geotermiske reservoirer som sæsonlager for anden fjernvarme, for eksempel overskydende kraftvarme eller solvarme i sommerhalvåret. Lagring af varme ved temperaturer højere end reservoirtemperaturen rummer dog teoretiske set risikoen for at ødelægge reservoirets vandlevende egenskaber. Hvorvidt dette er en reel risiko, undersøges frem til 2014 i et strategisk forskningsprojekt. Såfremt resultaterne af dette forskningsprojekt er positive, vil det naturlige næste skridt være at etablere et demonstrationsanlæg.

¹ Se fx Varmeplan Danmark (Rambøll o.a., 2010)

6 KONTRAKTSTRATEGI

Geotermiprojekter er multidisciplinære, og der skal derfor i løbet af projektet træffe mange valg vedrørende kontraheringen. Det er vigtigt at gøre et grundigt stykke forarbejde for at træffe de rigtige valg om blandt andet opdelingen af arbejder og leverancer, typen af kontrakter, kontraktsprog, evalueringskriterier mv.

Dette kapitel rummer nogle overordnede betragtninger samt nogle mere detaljerede betragtninger omkring kontraheringen i de forskellige faser af projektet. Selvom der er nogle objektive forskelle på forskellige kontraktstrategier og kontraktformer, er der i et vist omfang også tale om et subjektivt valg, idet forskellige fjernvarmeselskaber har forskellige præferencer og traditioner. Entreprenør- og leverandørmarkedet er heller ikke en konstant størrelse – nye firmaer kommer til, mens andre forsvinder – så de betragtninger, som præsenteres i det efterfølgende skal primært opfattes som et oplæg til inspiration.

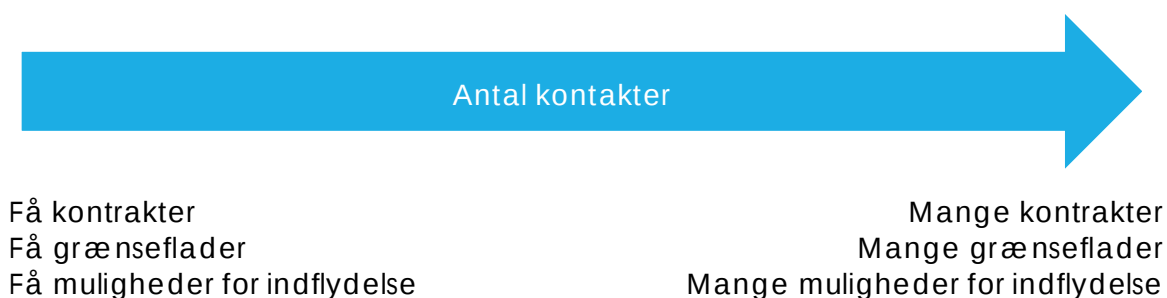
Uanset hvilken kontraktstrategi, der foretrækkes, skal udbudsreglerne i Forsyningsvirksomhedsdirektivet og Tilbudsloven overholdes. Dette er fjernvarmeselskaberne imidlertid vant til, og der fører derfor for vidt at komme ind på de detaljerede regler her. I stedet henvises der til de grundige vejledninger, som blandt andet kan findes på Konkurrencestyrelsens hjemmeside.

6.1 KONTRAKTFORMER

I det følgende tages der udgangspunkt i antallet af kontrakter, som det geotermiske projekt deles op i:

Turnkey-kontrakt

Entreprisekontrakter



Det er klart, at alle mulige varianter kan forekomme imellem de ekstremer, som er angivet oven for. Eksempelvis er der i andre brancher gjort forsøg på at opnå det bedste fra begge verdener ved at opdele projektet i færre, men større pakker (også kaldet Multi Packet). Hvor det er mest fornuftigt at lægge sig på skalaen oven for, må som allerede nævnt bero på en analyse af de muligheder, som

markedet tilbyder, samt en vægtning af fordele og ulemper ved de forskellige kontraktformer.

Fordele, ulemper og karakteristika ved henholdsvis turnkey- og entreprisekontrakter er uddybet neden for. Det skal samtidig nævnes, at andre betegnelser for de to kontraktformer kan forekomme.

ENTREPRISEKONTRAKTER

Det samlede projekt inkl. design og projektering opdeles i mange mindre pakker, som er snævert afgrænset omkring en specifik leverance eller et specifikt arbejde. Pakkerne deles i princippet op, indtil der er sikkerhed for, at mange vil kunne byde på den enkelte pakke, hvorved der opnås en stor grad af konkurrence. Samtidig giver de mange pakker bygherren/operatøren mulighed for at vælge lige præcis den sammensætning af leverancer og entreprisearbejder, som vurderes samlet set at give det optimale projekt og anlæg.

Den store opdeling giver naturligvis også mange grænseflader, som undervejs i projekteringen og udførelsen skal styres og kontrolleres (se afsnit 4.2). Bygherren/operatøren påtager sig i større grad ansvaret for, at de mange pakker "passer sammen", og viser dette sig ikke at være tilfældet, vil omkostninger til ændringer ofte falde tilbage på bygherren/operatøren. Endelig bliver omkostningerne til styring og kontrol af de mange grænseflader langt mere synlige, fordi de varetages af konsulenter og rådgivere, som er hyret direkte af bygherren/operatøren.

TURNKEY-KONTRAKT

Projektet – eller mere relevant arbejdet i hver enkelt fase – udbydes som én stor pakke. Der opnås herved en tilsyneladende større sikkerhed for, hvad projektet kommer til at koste, idet mange af de udførelsesmæssige risici lægges over på turnkey-entreprenøren.

Desuden slipper bygherren/operatøren for at involvere sig i koordineringen af grænsefladerne, som nu bliver et internt anliggende for turnkey-entreprenøren. Bygherren/operatøren kan klare sig med en langt mindre organisation, og der er ikke tvivl om, hvor ansvaret for fejl og mangler ligger.

Dette rummer dog også en fare for, at bygherren/operatøren undervejs ikke har tilstrækkelig føling med, hvorledes projektet udvikler sig, hvilket igen kan betyde, at væsentlige fejl, mangler og forsinkelser først kommer for en dag meget sent i forløbet. Får dette indflydelse på projektets overordnede tidsplan og idriftsættelsen af det geotermiske anlæg, kan merudgifterne til produktion af fjernvarme på andre anlæg (fx spids- og reservelastanlæg) være betydelige. Disse merudgifter

kan enten slet ikke eller kun i mindre grad dækkes ind af dagbøder til turnkey-entreprenøren.

Desuden giver turnkey-kontrakten kun meget ringe eller slet ingen indflydelse på, hvorledes opgaven udføres. Da det typisk er meget vanskeligt på forhånd at beskrive alle krav og ønsker på en udtømmende måde i udbudsmaterialet, vil der være en risiko for at mindre iøjnefaldende komponenter og hjælpeanlæg vælges ud fra kriterier, som optimerer turnkey-entreprenørens arbejde og økonomi, men som kan vise sig at være mindre hensigtsmæssige på det længere sigte. Der opstår således en risiko for, at komponenter, som ikke bør volde problemer for driften, pludselig får uforholdsmæssig stor negativ indflydelse på anlæggets driftsøkonomi.

Endelig rummer turnkey-kontrakten en risiko for, at opgaven bliver så kompleks, at kun ganske få firmaer vil være i stand til at løfte den samlede opgave, hvilket kan give en meget begrænset konkurrencesituation. En løsning på dette kan være, at en af de væsentligste entreprenører eller leverandører stiller sig i spidsen for et konsortium af firmaer, som så afgiver et samlet tilbud på opgaven. Dette kan være en fornuftig løsning, men introducerer igen en lang række grænseflader, nu blot internt i konsortiet.

VALG AF KONTRAKTSTRATEGI OG -FORM

Det endelige valg af kontraktform bør træffes på baggrund af en konkret vurdering af, hvor vigtigt det fx er for operatøren, at der er få kontra mange kontrakter, og at operatøren ikke skal forholde sig til grænsefladerne mellem de forskellige leverandører.

Uanset hvilken kontraktstrategi der vælges i det enkelte projekt, skal udbudsmateriale og kontrakt(er) udarbejdes på et sprog, som er relevant i forhold til de forventede bydende. Dette betyder, at en stor del af udbudsmaterialet og kontrakterne skal udformes på engelsk, da de relevante bydende vil være udenlandske firmaer. Dette gælder uden undtagelse for alle leverancer og arbejder i forbindelse med de seismiske undersøgelser borearbejdet, men også for en række af de mere specielle komponenter i overfladeanlægget såsom dyk- og injektionspumper samt varmepumper.

6.2 PROJEKTUDVIKLING OG SEISMISKE UNDERSØGELSER

Såvel projektudviklingen som de seismiske forundersøgelser omfatter typisk kun ganske få kontrakter, som normalt vil kunne koordineres og optimeres uden stort besvær.

Indsamling og processing af nye seismiske data involverer typisk udenlandske firmaer, hvorfor udbuds- og kontraktmateriale fra starten af bør udformes på engelsk.

6.3 BOREARBEJDET

Det udstyr og de materialer, som anvendes ved boringen af geotermiske brønde adskiller sig ikke fra udstyr og materialer, som anvendes i olie-/gasbranchen. Da omfanget af aktiviteterne er langt større i olie-/gasbranchen end i geotermibranchen, må fjernvarmeværkerne i udgangspunktet være indstillet på at gribe kontraheringen af borearbejdet an på måder, som med succes har været afprøvet i olie-gasbranchen.

Følgende kontrakttyper har været afprøvet inden for olie-/gasefterforskning onshore og offshore:

- Entreprisekontrakt, hvor operatøren indgår aftaler direkte med serviceselskaberne. Betalingen aftales som dagsrater og/eller timerater. Denne kontrakttype anvendes typisk inden for olie- og gasbranchen. Operatøren bærer i udgangspunktet den boretekniske risiko med mindre der er tale om, at et servicefirma beviseligt har handlet uansvarligt.
- Turnkey-kontrakt, hvor operatøren indgår en kontrakt med et boreledelsesfirma. Betalingen aftales som en fast pris. Boreledelsesfirmaet bærer den boretekniske risiko.
- Turnkey-kontrakt, hvor operatøren kontraherer med rigsselskabet, som kontraherer med serviceselskaberne. Betalingen aftales som en fast pris. Rigsselskabet bærer den boretekniske risiko.

Entreprisekontrakter inden for borearbejder er velafprøvede og fungerer. På kulbrinteområdet kontraherer operatøren normalt direkte med serviceselskaberne, herunder rigsselskabet. Eftersom operatøren i et geotermiprojekt, som typisk er et fjernvarmeselskab, ikke har egen boreafdeling som i olie-/gasbranchen, vil operatøren endvidere være nødt til at kontrahere med et boreledelsesfirma, der kan designe brøndene og udbyde alle leverancer og services på vegne af operatøren. Serviceselskaberne foretrækker denne kontraktform, da de indgår aftale direkte med operatøren og undgår risikoen for konkurs hos andre. Boreledelsesfirmaet står typisk for den daglige administration af kontrakterne og dialogen med leverandører og serviceselskaber. Se også kapitel 8, som rummer flere betragtninger omkring organiseringen af borearbejdet.

Som kontraktgrundlag for entreprisekontrakter inden for olie- og gasindustrien anvendes i vidt omfang Logic-standardkontrakter, der er udformet af den britiske

brancheorganisation Oil & Gas UK. Disse kontrakter har vist sig at være en for alle parter effektiv (økonomisk og operationel) måde at indgå aftaler på. Logic-standardkontrakterne har også været anvendt i geotermiprojekter i Danmark inden for de seneste år.

De aftaler, der skal indgås med leverandører og serviceselskaber, omfatter, bl.a.:

- Boreriggen
- Directional drilling og Measurements-While-Drilling, MWD
- Mud logging
- Cementing services
- Borekroner (Drilling bits)
- Wireline logging
- Liner hangers
- Filtre (screens)
- Brøndhoveder (well heads)
- Borevæsker/-mudder (drilling fluids)

Listen oven for er ikke udtømmende, og behovet må gøres op i det enkelte projekt.

Turnkey-kontrakter lyder umiddelbart besnærende, fordi operatøren i princippet får brøndene til en fast pris, mens entreprenøren (typisk boreledelsesfirmaet eller rigsselskabet) bærer de boretekniske risici. Imidlertid vil turnkey-kontrakten typisk være baseret på nogle forudsætninger såsom den geologiske prognose, og ved afvigelser fra disse forudsætninger skal operatøren alligevel betale ekstra. Desuden vil tilbudssummerne typisk være tillagt et risikotillæg, som modsvarer den maksimale risiko ved arbejdet. Operatøren kan altså komme til at betale for risikoen, uanset om den udløses eller ej. Endelig har der historisk også været en tendens til, at der er oprettet specielle turnkey-kontrakter til lejligheden, således at entreprenøren i værste fald kan lade selskabet gå konkurs, hvorefter operatøren står tilbage med problemerne.

Når der er tale om turnkey-kontrakter, har operatøren kontrakt med en turnkey-leverandør, f.eks. boreledelsesfirmaet, som indgår kontrakterne med serviceselskaberne. Denne kontraktform er attraktiv for operatøren i den forstand, at operatøren kun skal indgå én aftale. Til gengæld bliver serviceselskabernes priser – og dermed den samlede pris for borearbejdet – højere pga. den højere økonomiske risiko forbundet med at kontrahere med en anden end operatøren. Desuden vil turnkey-leverandørens pris til operatøren indeholde en risikopræmie for fast pris.

Turnkey-modellen kan tilpasses, således at turnkey er begrænset til kun at omfatte kontrakterne og ikke faste priser. Denne model betegnes i visse sammenhænge som en hovedentreprise.

En variant af turnkey-modellen med rigselskabet som aftalepart har været afprøvet i oliebranchen, dog uden større succes. Ved at gøre rigselskabet til turnkey-leverandør vil den boretekniske risiko blive overført til rigselskabet, hvilket vil fordyre opgaven betydeligt, da rigselskabet vil indbygge den risiko, som selskabet mener at påtage sig, i kontraktsummen. Operatøren må altså betale for denne risiko, uanset om den bliver udløst helt, delvist eller slet ikke. Endvidere bliver det i rigselskabets interesse at bore så meget som muligt uden skelen til, om brønden bliver etableret på den for operatøren mest hensigtsmæssige måde. Dette er særligt kritisk i det tilfælde, at geologien afviger fra det forventede. Endelig vil rigselskabet normalt opkræve et administrationsgebyr på fx 10 % for at koordinere og indgå kontrakter med serviceselskaberne.

6.4 OVERFLADEANLÆG

Overfladeanlægget opbygges typisk af en lang række entreprisarbejder og leverancer, hvoraf nogle har betydeligt længere leveringstider end andre. Leverancerne kan for eksempel være opdelt i kontrakter for:

- | | |
|--------------------------------|-----------------------------------|
| ➤ Absorptionsvarmepumper | ➤ Fjernvarmepumper |
| ➤ Injektions- og dykpumpe | ➤ Vandpåsætning og trykholdeanlæg |
| ➤ Ventiler, gear og aktuatorer | ➤ Isoleringsarbejder |
| ➤ Filtre | ➤ Trykluftkompressor |
| ➤ Ventilation | ➤ Instrumentering |
| ➤ Rørarbejder | ➤ SRO |
| ➤ Elarbejder og -tavler | ➤ Sætning og trækning af pumper |
| ➤ Kompensatorer | ➤ Inspektion og kontrol |
| ➤ Varmevekslere | |

Dette indebærer, at der kan ske ændringer af designet, også efter at ordrene er afgivet, hvilket giver risici for ekstraomkostninger. Det store antal leverancer og muligheden for løbende designkorrektioner nødvendiggør en grundig styring af montagearbejderne og rækkefølgen af de enkelte aktiviteter.

Med henblik på at reducere omfanget af kontrakter og dermed grænseflader kan det være hensigtsmæssigt at udbyde entreprisarbejder og leverancer i pakker. Det er dog vigtigt på forhånd at undersøge, om konkurrencen herved begrænses, fordi kun ganske få eller sågar ingen entreprenører/leverandører reelt er i stand til at håndtere den samlede pakke.

Endvidere gælder det som altid, at jo større pakkerne bliver, jo mindre indflydelse får bygherren på valget af komponenter og løsninger. Desuden må det forventes, at eventuelle besparelser på dele af et entreprisarbejde eller en komponentleverance helt eller delvist indkasseres af entreprenøren/leverandøren.

Særligt omkring de mere specielle komponenter såsom dykpumpen, injektionspumpen, filtrene og varmepumperne skal udbuddet tilrettelægges nøje for at

sikre optimale løsninger og reel konkurrence. Udbudsmateriale og kontraktoplæg bør endvidere være på engelsk for at øge feltet af potentielle leverandører. I visse tilfælde findes der enten ingen danske leverandører, eller også er der blot tale om et dansk salgskontor, mens produktionen og efterfølgende service foregår fra udlandet.

7 LOVGIVNING OG MYNDIGHEDSKRAV

Dette kapitel indeholder en gennemgang af de vigtigste lovgivningsområder, som regulerer udvikling, etablering og drift af et geotermianlæg i Danmark. Skemaet nedenfor viser en oversigt over lovgivninger, myndigheder, regulerende dokumenter og krav til bygherren/rettighedshaveren. Da lovgivningen ofte ændres/opdateres, er det vigtigt, at kontrollere den til enhver tid gældende lovgivning, som kan findes på www.retsinfo.dk.

Lovgivning	Områder	Myndighed	Regulerende dokumenter	Krav til bygherren/rettighedshaveren
Undergrundsloven	Generelt	Energistyrelsen	Lovbekendtgørelse nr. 960 af 13. september 2011	Opnåelse af tilladelse Forhåndsgodkendelser af alle aktiviteter, herunder: • Program for seismik • Program for boring • Foreløbig Indvindingsplan • Endelig Indvindingsplan Ansvarsforsikring Indlevering af kopi af nye undergrundsdata Løbende rapporteringer
	Tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi	Energistyrelsen	Tilladelsen og arbejdsprogrammet	Tidsfrister og vilkår overholdes Evt. samarbejdsaftale og udpegning af operatør
Varmeforsyningsloven	Godkendelse af projektforslag	Kommunen	Lovbekendtgørelse nr. 1184 af 14. december 2011 Bekendtgørelse nr. 374 af 15. april 2013	Projektforslag udarbejdes og godkendes
	Dispensation for krav om kraftvarme	Energistyrelsen	Lovbekendtgørelse nr. 1184 af 14. december 2011 Bekendtgørelse nr. 374 af 15. april 2013	I centrale kraftvarmeområder kræves dispensation for kravet om kraftvarme
Planloven	VVM-screening og evt. VVM-redegørelse	Kommunen (Miljøstyrelsen)	Lovbekendtgørelse nr. 1510 af 15. december 2010	Beskrivelser og data for VVM-screening og evt. VVM-redegørelse udarbejdes
	Lokalplan	Kommunen	Lovbekendtgørelse nr. 587 af 27. maj 2013 og kommunens regler	Input til lokalplanforslag udarbejdes

Lovgivning	Områder	Myndighed	Regulerende dokumenter	Krav til bygherren/ rettighedshaveren
	Kommuneplan (evt. tillæg)	Kommunen	Lovbekendtgørelse nr. 587 af 27. maj 2013 og kommunens regler	Input til kommuneplanlægning udarbejdes
Byggeloven	Byggetilladelse	Kommunen	Bygningsreglementet og kommunens regler	Projektdokumenter, ansøgning for boplad og overfladeanlæg
Miljøbeskyttelsesloven			Lovbekendtgørelse nr. 879 af 26. juni 2010	Undersøgelser (del af VVM-screening)
	Udledningstilladelse	Kommunen	Udledningstilladelsen iht. kapitel 4 i Miljøbeskyttelsesloven	Vilkår i udledningstilladelse overholdes
	Støjgrænser	Kommunen	Kommunens regler	Vilkår og påbud fra kommunen overholdes

Ud over disse skal en række mere rutinemæssige godkendelser og varslinger være på plads for geotermiprojekter som for bygge-/anlægsprojekter generelt, for eksempel lodsejeraftaler, trafikplaner, anmeldelse til Arbejdstilsynet, museer, politi m.v. Sådanne myndighedsforhold er ikke beskrevet nærmere her.

7.1 UNDERGRUNDSLOVEN

Etablering og drift af geotermiske anlæg reguleres overordnet set under Undergrundsloven. Energistyrelsen administrerer på statens vegne anvendelsen af den danske undergrund og kan herunder prioritere, hvilke områder, der kan anvendes til efterforskning og indvinding af geotermi eller til andre udnyttelser.

TILLADELSE TIL EFTERFORSKNING OG INDVINDING AF GEOTERMISK ENERGI

Undergrundsloven regulerer anvendelsen og udnyttelsen af Danmarks undergrund og dens naturforekomster. Anvendelsen og udnyttelsen skal ske på en hensigtsmæssig måde. Undergrundsloven er gennemgået i detaljer i forskelligt faglitteratur.

Efterforskning og indvinding af geotermi kan kun ske efter en tilladelse opnået for et givet geografisk område, i en given periode og på visse betingelser. Ansøgning om tilladelser behandles to gange om året af Energistyrelsen (ansøgningsfrist 1. februar og 1. september, kl. 12.00). Der er altså tale om et åbent udbud, og i det tilfælde, at der måtte være to eller flere ansøgere til det samme område, vil tilladelsen blive tildelt til den ansøger, som tilbyder det bedste arbejdspro-

gram. Afsnit 3.3 beskriver i overordnede træk, hvorledes en ansøgning om tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi udarbejdes.

Opnåelse af tilladelsen er altså afgørende for at arbejde med geotermi i et specifikt geografisk område, og vil derfor normalt være en af de tidligste aktiviteter i projektudviklingen. Indehaveren af tilladelsen betegnes rettighedshaveren.

Intentionen i loven og den administrative praksis er, at tildeling og opretholdelse af en eneretstilladelse kræver en aktiv forpligtelse og indsats for at efterforske og, om muligt, udnytte de fælles ressourcer. Det er ikke muligt at opretholde en eneret i et givent område, uden i praksis at arbejde aktivt på at udvikle et projekt.

Tilladelsen er et retsdokument, der tildeler rettighederne til efterforskning og indvinding, men samtidig indeholder en række forpligtelser, herunder de økonomiske forpligtelser til at udføre de beskrevne arbejder (se afsnittet om arbejdsprogrammet neden for), samt ansvaret for skader på mennesker, tredjeparts ejendom eller miljøet i forbindelse med udførelsen. Tilladelsen kan ikke overdrages – helt eller delvist – til andre, med mindre Energistyrelsen på forhånd har godkendt det.

Ifølge Undergrundsloven kræves det derfor også, at ansøgeren har den fornødne tekniske sagkundskab og økonomiske baggrund samt demonstrerer vilje og evne til at gennemføre den planlagte efterforskning. Hvis ansøgeren ikke selv har sagkundskaben, kan han dog træffe aftale med andre – for eksempel en rådgiver – om at stille den til rådighed.

Efterforskningsperioden vil normalt være begrænset til 6 år, men tilladelsen kan forlænges med op til 30 år for et område, hvorfra indvinding iværksættes. Når tilladelsen udløber, har Staten ret – men ikke pligt – til at overtage fast ejendom til bogført værdi og eventuelle yderligere installationer, herunder brønde, vederlagsfrit. Energistyrelsen kan dog i stedet kræve alle anlæg fjernet inden for 6 måneder. Se også afsnit 3.8.

I 2013 var der tildelt eneretstilladelser for 16 områder. Et kort over de tildelte tilladelser samt ansøgninger under behandling kan findes på Energistirelsens hjemmeside. En invitationsskrivelse samt en skabelon for tilladelsen (modeltilladelse) kan også findes der.

Når en tilladelse er opnået, skal Energistyrelsen i henhold til Undergrundsloven føre tilsyn med tilladelsen, og alle udgifter i den forbindelse skal afholdes af rettighedshaveren.

ANSVAR OG FORSIKRING

Myndighederne stiller krav om, at rettighedshaveren udtager en forsikring, der dækker erstatningsansvar i forbindelse med skade på anlæg, personer og skade på tredjepart. Energistyrelsen har i oktober 2011 udmeldt følgende krav til denne ansvarsforsikring:

Krævede minimumsdækninger i forskellige faser af projektet

Hvis der i løbet af kalenderåret udføres geotermiske borer:

- 300 mio. kr. pr. skadesbegivenhed og med dækning af mindst to skadesbegivenheder i løbet af kalenderåret.

Hvis der i løbet af kalenderåret udføres bygge- og anlægsarbejder:

- 150 mio. kr. pr. skadesbegivenhed og med dækning af mindst to skadesbegivenheder i løbet af kalenderåret.

Hvis der ikke i løbet af kalenderåret udføres bygge- og anlægsarbejder eller geotermiske borer:

- 75 mio. kr. pr. skadesbegivenhed og med dækning af mindst to skadesbegivenheder i løbet af kalenderåret.

Desuden må ansvarsforsikringens selvrisiko ikke overskride 750.000 kr.

De komplette og opdaterede krav kan fås hos Energistyrelsen.

I praksis gælder disse krav ikke, så længe der blot foretages analyser og beregninger. Under eventuelle seismiske forundersøgelser skal der tilsvarende blot tegnes en sædvanlig entreprisansvarsforsikring baseret på en konkret risikovurdering. Først når et eventuelt borearbejde påbegyndes, kommer ovenstående krav i spil.

Den krævede forsikring er en ansvarsforsikring. Ud over denne vil det i et geotermiprojekt typisk være tilrådeligt at tegne andre typer forsikring, f.eks. all-risk entreprisforsikringer i forbindelse med bygge- og anlægsarbejder samt eventuelt også forsikringer mod tab af udstyr under borer.

Der henvises i øvrigt til det udredningsarbejde vedrørende risikoafdækning, som Energistyrelsen har fået udført parallelt med udarbejdelsen af denne drejebog.

ARBEJDSPROGRAM

Sammen med ansøgning om tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi skal ansøger indlevere et forslag til arbejdsprogram. Det endelige arbejdsprogram, som godkendes af Energistyrelsen, vil indgå som et bilag i tilladelsen. Arbejdsprogrammet beskriver, hvilke efterforskningsarbejder og lignende, der skal udføres, samt tidsplanen for dette.

Arbejdsprogrammet kan i princippet tilpasses hvert enkelt projekt, men vil typisk være inddelt i følgende faser:

Fase	Tidsrum	Aktivitet
Udvikling	År 1	Udarbejdelse af en rapport for det geotermiske potentiale og afsætningsmulighederne i det lokale fjernvarmesystem på baggrund af eksisterende geologiske og geofysiske data.
Seismik	År 2-3	Indsamling af yderligere geologiske og geofysiske data, der er nødvendige for at beslutte boring.
Boring	År 3-5	Udførelse af en efterforskningsboring til relevante reservoirer og vurdering af resultater.

Aktiviteterne i disse faser er yderligere beskrevet i kapitel 3.

Når tilladelsen gives, forpligter rettighedshaveren sig normalt kun til at gennemføre den første fase og kan derefter vælge enten at forpligte sig til næste fase eller at tilbagelevere tilladelsen. Samme princip gælder for de efterfølgende faser.

Forpligtelsen indebærer, at rettighedshaveren, hvis denne ikke gennemfører aktiviteterne i en fase til tiden og som aftalt, kan blive tvunget til at indbetale et beløb til statskassen svarende til, hvad det koster at færdiggøre fasen. Energistyrelsen kan dog dispensere fra dette krav og kan også give forlængelse af tidsfristerne, hvis et sådant ønske/behov er velbegrundet.

I forbindelse med arbejdsprogrammet skal der typisk indsendes løbende rapporter til Energistyrelsen, og hver fase skal afsluttes med en fyldestgørende rapport.

Senest et år efter den afsluttende rapportering efter arbejdsprogrammet, dvs. inden 6 år fra tilladelsen er udstedt, kan tilladelsen derefter forlænges for de afgrænsede områder (typisk en mindre del af tilladelsens område), hvor rettighedshaveren forpligter sig til at indvinde geotermisk energi.

DATA OG INFORMATIONER

Kopi af alle data om og prøver fra undergrunden, som indsamles i forbindelse med efterforskningsaktiviteter under en eneretstilladelse, skal afleveres til GEUS og Energistyrelsen, hvor de er fortrolige i normalt 5 år. Herefter er de indleverede data tilgængelige for offentligheden og kan fx købes hos GEUS.

Energistyrelsen har ret til indsigt i alle oplysninger om rettighedshaverens virksomhed(er), herunder rapporter og regnskaber, og har desuden ret til at deltage som observatør ved møder i besluttende organer, der er etableret i forbindelse med tilladelsen.

I øvrigt gælder det, at Energistyrelsen på forhånd skal godkende alle aktiviteter relateret til undergrunden, for eksempel de operationelle planer for indsamling af seismik og boringer. Sagsbehandlingstiden for sådanne godkendelser er typisk ca. 30 dage.

INDVINDINGSPLAN

Der skal udarbejdes en plan for indvindingen af geotermiske energi fra anlæggets borer, og denne plan skal forelægges Energistyrelsen til godkendelse. Energistyrelsen har udarbejdet en vejledning, som beskriver de forhold, som skal være belyst i indvindingsplanen (se Energistirelsens hjemmeside).

Indvindingsplanen er en beskrivelse af såvel borer som overfladeanlæg, både hvad angår etableringen og driften af anlægget. Udover geologiske forudsætninger og tekniske data for anlægget skal planen også indeholde for eksempel tidsplaner, budgetter og driftsøkonomi, og det skal beskrives, hvordan geotermi-anlægget samkøres med fjernvarmenettet.

En foreløbig indvindingsplan baseret på forventningerne til brøndenes ydeevne skal godkendes senest 6 måneder inden påbegyndelsen af den første boring, med mindre den første boring er en ren efterforskningsboring, der ikke senere skal udnyttes til produktion. Normalt vil efterforskningsboringer til geotermi dog blive udformet således, at de – såfremt boringen bekræfter rettighedshaverens forventninger til undergrunden – kan anvendes til enten produktion eller injektion. I så fald skal den foreløbige indvindingsplan altså godkendes minimum 6 måneder inden påbegyndelsen af efterforskningsboringen. Senest når alle de planlagte produktions- og injektionsbrønde er boret, udbygget og testet, skal indvindingsplanen opdateres med data for brøndenes faktiske ydeevne.

SAMARBEJDSAFTALE

Hvis flere selskaber sammen får tildelt en eneretstilladelse, hæfter de solidarisk for forpligtelserne, som følger af tilladelsen, herunder for eventuelle erstatningskrav. Energistyrelsen stiller her krav om, at der senest 90 dage efter, at tilladelsen er meddelt, indgås en samarbejdsaftale, der kan godkendes af Energistyrelsen. Samarbejdsaftalen er en privatretlig aftale. Et af selskaberne udpeges til operatør. Operatøren skal lede arbejdet under tilladelsen på vegne af rettighedshaveren, herunder varetage kontakten til Energistyrelsen. Der er ingen formelle krav til denne aftale eller til operatørrollen, men Energistyrelsen skal godkende efterfølgende ændringer af aftalen, herunder skift af operatør. Operatøren behøver ikke nødvendigvis at være rettighedshaver, men vil typisk være det. Se også afsnit 8.1 og 8.2 vedrørende opgaver, rettigheder og ansvar for henholdsvis rettighedshaver og operatør.

Samarbejdsaftalen bør blandt andet fastlægge rammerne for selskabernes samarbejde og beslutningsprocesserne vedrørende tilladelsen og projektaktiviteter samt indeholde regler om udtræden m.v.

Det skal understreges, at samarbejdsaftalen ikke kan fritage nogle af selskaberne fra det solidariske ansvar, de har ifølge tilladelsen.

I praksis er kun få tilladelser indtil dato givet til flere selskaber i forening, de fleste indehaves af hvert deres selskab.

7.2 LOV OM VARMEFORSYNING

Geotermi og etableringen af geotermiske anlæg er reguleret efter Undergrundsloven og er derfor i princippet ikke omfattet af Varmeforsyningsloven. Men det er derimod de anlæg og ledninger, der skal overføre varmen til fjernvarmenettet. Kræver overførslen af varme til fjernvarmenettet nye ledninger eller tilsvarende (og det er nok svært at forestille sig andet), er disse omfattet af Varmeforsyningsloven. Der vurderes generelt ikke at være noget problem at få sådanne ledningsanlæg godkendt under Varmeforsyningsloven, forudsat at samfundsøkonomien er positiv.

Kræves der desuden varmepumper – uanset om disse er varme- eller eldrevne – for at overføre varmen og/eller sikre en optimal udnyttelse af den geotermiske ressource, så opfatter Energistyrelsen disse som et produktionsanlæg, der er omfattet af Varmeforsyningsloven og skal godkendes under denne. Argumenter om, at varmepumper er et stykke procesudstyr ligesom en pumpe eller en varmeveksler, anderkendes ikke umiddelbart af Energistyrelsen, som dog medgiver, at dette kan diskuteres og eventuelt prøves ved Energiklagenævnet.

Da der således er tale om en gråzone for, hvad projektgodkendelsen i praksis skal dække, må det anbefales at indlede en dialog med kommunen, som er varmeplanmyndighed, på et tidligt tidspunkt i projektudviklingen. Under alle omstændigheder bør et godkendt projektforslag foreligge, inden de geotermiske boringer påbegyndes.

Kommunens godkendelse (eller afvisning) af et projektforslag kan påklages til Energiklagenævnet, hvilket erfaringsmæssigt kan udskyde processen i op til et år, og dermed indebærer en risiko for forsinkelse.

Da udformningen af overfladeanlægget og dimensionering af varmepumperne afhænger af, hvor meget varmeboringerne kan yde, kan det være nødvendigt at justere projektforslaget senere.

Når geotermianlægget er etableret, regulerer Varmeforsyningsloven principperne for fastsættelse af priserne for den varme, anlægget producerer, og som distribueres til forbrugerne via fjernvarmenettet. Det fremgår af Varmeforsyningsloven, at geotermiske anlæg må indregne et overskud i varmeprisen. Varmeprisen inkl. et eventuelt overskud skal anmeldes til Energitilsynet.

CENTRALE KRAFTVARME-OMRÅDER

Efter reglerne i Varmeforsyningsloven (§ 13 i bekendtgørelse nr. 374 af 15. april 2013) gælder det i udgangspunktet, at der som produktionsanlæg i centrale kraftvarmeområder kun kan godkendes kraftvarmeproducerende anlæg (undtaget er spids- og reservelastenheder). Det vil altså sige, at hverken geotermi, solvarme eller andre rent varmeproducerende enheder kan godkendes.

Energistyrelsen har dog mulighed for at give dispensation fra disse regler. Energistyrelsen anbefaler at undersøge, om en sådan dispensation kan gives, før der søges om tilladelse efter Undergrundsloven. En liste over fjernvarmenet, der forsynes fra et centralt kraftvarmeværk kan findes på Energistyrelsens hjemmeside.

DECENTRALE KRAFTVARME-OMRÅDER

Energistyrelsen opfatter varmepumper – uanset om disse er varme- eller eldrevne – som et produktionsanlæg, der er omfattet af Varmeforsyningsloven og skal godkendes under denne. Dette har især betydning i de fjernvarmesystemer, hvor en del af fjernvarmen i forvejen produceres på et decentralt naturgasfyret kraftvarmeværk, som helt eller delvist fortrænges af varmen fra det geotermiske anlæg inkl. varmepumper.

Udgangspunktet er, at naturgas, som er et afgiftsbelagt brændsel, ikke må fortrænges af et ikke-afgiftsbelagt brændsel som biomasse. Imidlertid tyder Energiklagenævnets afgørelse af den 07. maj 2013 på, at biomasse godt må anvendes til produktion af drivenergi til absorptionsvarmepumper. Der må dog i den forbindelse ikke ske en direkte produktion af fjernvarme baseret på biomasse – med andre ord må biomassen kun dække drivenergibehovet. For at undgå at komme i konflikt med de gældende regler, som altså ikke er helt entydige, anbefales det i det konkrete tilfælde at indgå i en tæt dialog med den lokale varmeplanmyndighed (kommunen) og eventuelt Energistyrelsen. Om nødvendigt kan der søges en dispensation.

Varmepumperne drevet af el (som også er afgiftsbelagt) eller damp/hedtvand produceret ved hjælp af naturgas kan umiddelbart tillades.

7.3 PLANLOVEN

Under Planloven kræves for etableringen af et geotermianlæg, at der foretages en vurdering af virkninger på miljøet (VVM). I sammenhæng med dette skal anlægget etableres inden for rammerne af kommuneplan og lokalplan eller landzonetilladelse. Kommunen er som udgangspunkt myndighed for kravene under Planloven.

Der er i 2012 foretaget en overordnet strategisk miljøvurdering (SMV) af geotermisk energi i forbindelse med planen for Energistyrelsens udbud af geotermi. Den strategiske miljøvurdering adresserer de væsentligste miljømæssige udfordringer ved etableringen af geotermianlæg og kan derfor fungere som en rettesnor for sagsbehandlingen af konkrete projekter. Den strategiske miljøvurdering kan findes på Energistyrelsens hjemmeside.

VVM-SCREENING ELLER -REDEGØRELSE

For VVM gælder bekendtgørelse nr. 1510 af 15. december 2010 om vurdering af visse offentlige og private anlægs virkning på miljøet (VVM) i medfør af lov om planlægning.

Opførelsen af et geotermisk anlæg er ikke nævnt som VVM-pligtigt i bekendtgørelsens bilag 1, men derimod i bilag 2, punkt 2, litra c: Udvindingsindustrien – Dybdeboringer, navnlig geotermiske boringer, hvilket vil sige, at der i første omgang skal udføres en VVM-screening for at vurdere, om et anlæg kan få væsentlig indvirkning på miljøet på grund af dets art, dimensioner eller placering.

Hvis de relevante myndigheder, det vil sige i første omgang kommunen, vurderer, at etableringen af det geotermiske anlæg udgør en væsentlig påvirkning af miljøet, skal der udarbejdes en egentlig VVM-redegørelse. I så fald skal der afsættes tid til processen for et kommuneplantillæg og en VVM-redegørelse, hvilket erfaringsmæssigt kan tage ca. et år fra ansøgningen indsendes til godkendelse foreligger. En VVM-redegørelse skal bl.a. i offentlig høring i minimum 8 uger.

De eksisterende geotermiske anlæg på Amager og i Sønderborg er begge VVM-screenet, men er ikke mødt med krav om udarbejdelsen af en fuld VVM-redegørelse. Ligeledes er det nu indstillede projekt i Kvols ved Viborg VVM-screenet uden krav om udarbejdelse af en fuld VVM-redegørelse. Det er ligeledes i 2013 afgjort, at der heller ikke for geotermiprojektet i Tønder kræves en fuld VVM-redegørelse. Det er dog ikke givet, at dette direkte kan overføres til kommende anlæg, da der kan være individuelle lokale hensyn, og da afgørelsen i hvert enkelt tilfælde træffes af den lokale kommune.



Figur 42: Prøvepumpning i Sønderborg.

Erfaringerne fra blandt andet Sønderborg er, at udledning af geotermisk vand til recipient (havet) både under etableringsfasen og driften udgør det største miljøspørgsmål. Et andet væsentligt punkt er støjpåvirkninger af omgivelserne under borearbejdet, der både af økonomiske og tekniske grunde foregår i døgndrift. Endvidere vil bortskaffelse af boremudder og -spåner være et væsentligt punkt. Ud over dette kan lokale naturbeskyttelseshensyn, hensyn til landskabsarkitektur m.v. være af betydning.

Eksempler på
miljøpåvirkninger fra
geotermi

- Udledning af geotermivand
- Støjpåvirkninger i borefasen
- Bortskaffelse af boremudder og småspåner
- Trafikale virkninger
- Landskabsmæssige virkninger

Udarbejdelse af de relevante beskrivelser af virkningerne på miljøet vil typisk kræve assistance fra specialiserede rådgiveres side.

VVM-processen indebærer formentlig også udarbejdelse af kommuneplantillæg og lokalplan og skal også ses i sammenhæng med øvrige tilladelser, herunder især udledningstilladelsen.

Der vil være en risiko for, at et eventuelt krav om udarbejdelse af en fuld VVM-redegørelse inklusiv høringsperioder kan forsinke projektet væsentligt, hvis processen først indledes, når borerne besluttes.

Det vil derfor være fornuftigt på et tidligt tidspunkt i projektforsøget at starte en dialog med kommunen og andre interessenter, så der i god tid opnås et overblik

over, hvordan processen skal tilrettelægges, samt hvilke undersøgelser og beskrivelser kommunen skal bruge til sagsbehandlingen. Det kan derigennem blive lettere at vurdere på et tidligt tidspunkt, hvorvidt projektet vil blive mødt med et krav om VVM-redegørelse.

KOMMUNEPLAN OG LOKALPLAN

Kommuneplanen beskriver arealanvendelserne i kommunen, herunder mulighederne for placering af et geotermianlæg. Om nødvendigt må der derfor laves et tillæg til den eksisterende kommuneplan, hvilket også er et krav, hvis der udarbejdes en VVM-redegørelse.

Lokalplanen beskriver de nærmere krav til et specifikt anlæg, herunder krav til anlæggets fremtræden og dimensioner samt samspillet med omgivelserne. Normalt kræves en lokalplan vedtaget, før der kan gennemføres større bygge- og anlægsarbejder. Det beror på en konkret vurdering i kommunen, om etableringen af et geotermianlæg kan rummes inden for rammerne af den gældende lokalplan. Også for kommune- og lokalplaner vil en dialog med kommunen i god tid være fornuftig.

7.4 MILJØLOVGIVNING

Efter Miljøbeskyttelsesloven skal særligt forurenende virksomheder (listevirksomheder) miljøgodkendes af Miljøstyrelsen, før de må anlægges. Dette gælder ikke for selve geotermianlægget, men vil gælde, hvis der samtidig opføres et nyt anlæg til produktion af drivenergi til absorptionsvarmepumper i form af fx halm- eller fliskedler.

UDLEDNINGSTILLADELSE

Selvom geotermivandet minder om opkoncentreret havvand, kan udledningerne i forbindelse med pumpetests, opstart mv. have uønskede virkninger på det lokale marine miljø, så der skal indhentes en udledningstilladelse fra kommunen. Dette vil kræve en opgørelse af de forventede mængder og den forventede vandkemi samt en nærmere analyse af, hvordan opblanding med havvandet forløber.

I nogle tilfælde vil det være muligt at fortynde geotermivandet med ferskvand, fx fra et spildevandsrensningsanlæg, inden udledningen. I andre tilfælde kan opblanding med havvand reducere saltholdigheden.

De nødvendige analyser af behovet for opblanding og udledningsrater vil formentlig være en del af VVM-screeningen/-redegørelsen.

STØJGRÆNSER

Det er kommunens ansvar at fastlægge støjgrænserne for bygge- og anlægsarbejder og nogle kommuner har lavet en generel forskrift om dette. For geotermiprojekter er det særligt borefasen, som kan være kritisk, da boringerne normalt pågår i døgndrift. Kommunen kan påbyde specifikke støjgrænser for et projekt, som kan være højere end de generelle støjgrænser.

Hvis projektet er beliggende i bebygget område vil det være fornuftigt i god tid at afklare støjgrænserne og evt. nødvendige støjdæmpende tiltag, så kravene kan beskrives i udbudsdokumenter m.v.

7.5 BYGGETILLADELSER

Kommunen skal godkende byggerier efter byggeloven og bygningsreglementet, inden de påbegyndes. Det kræver, at der er sket en detailprojektering af bygningerne og udført teknisk dokumentation.

For et geotermianlæg vil der først skulle anlægges en boreplads.

Overfladeanlæggets permanente bygninger kan derimod først endeligt udformes og projekteres, når de geotermiske brønde er boret, udbygget og testet.

Der vil derfor i praksis blive tale om en byggetilladelse til etablering af borepladsen og evt. støjvægge, og senere en anden byggetilladelse til overfladeanlæggets bygninger.

8 ORGANISATION

Som tidligere nævnt involverer etableringen af et geotermisk anlæg en lang række forskellige fagområder. Da der desuden for de fleste fjernvarmeselskaber er tale om en relativt stor investering, som forløber over lang tid, stilles der store krav til projektorganisationen, herunder til klare fordelinger af rettigheder, ansvar og opgaver.

8.1 RETTIGHEDSHAVEREN

Grundlaget for rettighedshaverens rettigheder og ansvar inden for geotermi er:

- Undergrundsloven, som er lovgrundlaget (se også afsnit 7.1)
- Tilladelsen, som er retsgrundlaget
- En eventuel samarbejdsaftale, som er en privatretlig aftale, der regulerer forholdet mellem operatøren og rettighedshaveren. Aftalen regulerer også, hvordan omkostningerne i projektet fordeles, og hvordan hæftelsesforholdene er blandt virksomhederne, hvis rettighedshaveren består af flere virksomheder.

Rettighedshaveren er den virksomhed eller gruppe af virksomheder, der har en tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermi. Inden for geotermi vil rettighedshaver og operatør (se afsnit 8.2) ofte være en og samme enhed, idet tilladelsen tildeles 100 % til eksempelvis ét fjernvarmeværk.

Forudsætningen for at få tildelt en tilladelse og dermed blive rettighedshaver er, at ansøgeren har den fornødne sagkundskab og økonomiske baggrund (se også afsnit 7.1).

Det er god praksis, at rettighedshaveren i et geotermiprojekt nedsætter en styregruppe, der træffer de overordnede beslutninger i et geotermiprojekt. Hvis flere rettighedshavere i fællesskab har fået tildelt en tilladelse, skal de i henhold til Undergrundsloven indgå en samarbejdsaftale, der kan godkendes af Energistyrelsen og indeholder nærmere bestemmelser for styregruppens arbejds gange og beslutningsprocesser.

RETTIGHEDER OG ANSVAR

En rettighedshaver, har eneret til efterforskning og indvinding af geotermisk energi med henblik på fjernvarmeproduktion inden for det område, der er angivet i tilladelsen.

Undergrundsloven og tilladelsen indeholder en række bestemmelser, der beskriver det ansvar, en rettighedshaver har, bl.a.:

- Hvis rettighedshaveren består af flere virksomheder, skal der indgås en samarbejdsaftale mellem dem (se også afsnit 7.1).
- Energistyrelsen kan kræve, at rettighedshaveren stiller sikkerhed til opfyldelse af samtlige sine forpligtelser i henhold til tilladelsen, fx i form af en moderselskabsgaranti.
- Hvis rettighedshaveren består af flere selskaber, hæfter de solidarisk for erstatningskrav i henhold til undergrundslovens § 35 samt for forpligtelser over for staten i henhold til tilladelsen, inkl. arbejdsprogrammet (se også afsnit 7.1).
- Rettighedshaver har et ansvar uden skyld for skader, der forvoldes ved den udøvede virksomhed. Det betyder, at man hæfter for skaden, selvom den er hændelig. Rettighedshaverens ansvar er et hæftelsesansvar for alle, der på rettighedshaverens vegne udfører arbejde i forbindelse med tilladelsen, herunder også entreprenører, leverandører, rådgivere og andre.
- Rettighedshaver har ansvaret for, at operatøren udfører sine opgaver forsvarligt teknisk og økonomisk.

Rettighedshaverens ansvar er omfattende, og betydningen af den solidariske hæftelse er vidtgående. Hvis rettighedshaveren består af flere selskaber, og operatøren er udpeget blandt disse, vil eksempelvis en konkurs hos operatøren betyde, at de øvrige selskaber hæfter solidarisk for operatørens forpligtelser.

OPGAVER

Rettighedshaveren skal til enhver tid overholde vilkårene i tilladelsen og anden relevant lovgivning. Der er i Undergrundsloven og tilladelsen adgang til at anvende sanktioner, hvis Undergrundsloven eller vilkårene i tilladelsen overtrædes. Sanktionerne vil blive anvendt ud fra et proportionalitetsprincip.

8.2 OPERATØREN

Operatøren er den virksomhed, der udøver efterforskningen eller indvindingen af geotermi på rettighedshaverens vegne. Typisk vil operatøren være en af de virksomheder, der er rettighedshaver til tilladelsen. I de fleste tilfælde vil der, når det drejer sig om geotermi, være én rettighedshaver, som også vil være operatør. Operatøren vil i et geotermiprojekt typisk være et fjernvarmeværk, men kan være enhver anden virksomhed, som har ekspertisen, og som kan godkendes af Energistyrelsen.

Operatøren er forpligtet til at have den fornødne sagkundskab og økonomiske baggrund til at opfylde kravene i tilladelsen med tilhørende arbejdsprogram.

Operatørens opgaver, rettigheder og ansvar er ikke tydeligt beskrevet i undergrundsloven. Det kunne være et ønske for fremtiden at få netop operatørens opgaver, rettigheder og ansvar tydeligt beskrevet i en vejledning eller retningslin-

jer, eftersom operatørens rolle er central for succesfuld gennemførelse af et boreprojekt.

Operatøren refererer typisk til styregruppen og vil sædvanligvis varetage kontakten til Energistyrelsen på vegne af rettighedshaveren.

RETTIGHEDER OG ANSVAR

Operatøren forestår gennemførelsen af projektet og/eller driften af det geotermiske anlæg, og det er operatørens ansvar at opbygge en organisation og teknisk kompetence til dette. Operatøren udpeger en projekt- eller driftsleder. Projektlederen kan være en del af operatørens organisation eller en konsulent med den nødvendige ekspertise og erfaring, som engageres til opgaven. Driftslederen vil normalt altid være en del af operatørens egen organisation.

Operatørens ansvar og rettigheder er ikke klart og tydeligt beskrevet i undergrundsloven. Det kan give udfordringer i et geotermiprojekt, hvor det som udgangspunkt vil være første gang operatøren stifter bekendtskab med nogle af de involverede aktiviteter, herunder de seismiske undersøgelser og borearbejdet. I et geotermiprojekt har operatøren normalt ikke egen boreafdeling og vil være nødt til at kontrahere med et boreledelsesfirma, der vil fungere som operatørens boreafdeling (se også afsnit 8.2).

Der kan hentes inspiration til forståelse af operatørens ansvar i Joint Operating Agreement Draft 2009 (Olsen, 2011), art. 3.3 (udgivet af Energistyrelsen og tilgængelig på Energistirelsens hjemmeside) for efterforskning og indvinding inden for kulbrinteområdet, hvor operatørens ansvar er beskrevet som følger:

3.3 Responsibility

3.3.1 Responsibilities

Subject to the overall supervision of the Operating Committee, the responsibilities of the Operator shall include but not be limited to:

- (a) the preparation of Programmes, Budgets and AFEs pursuant to the provisions of this Agreement;
- (b) the obtaining and maintenance of all necessary permissions from the Danish Energy Agency and other governmental and municipal authorities to implement the Programmes;
- (c) the implementation of such Programmes and Budgets as shall, together with the relevant AFEs, have been approved by the Operating Committee;
- (d) the submission to each of the Parties of reports, data and information concerning the Joint Operations pursuant to the provisions of this Agreement;

(e) the timely provision to the Danish Energy Agency or other governmental authorities of reports, data, samples, and information concerning the Joint Operations pursuant to the Licence and any applicable laws or regulations;

(f) the planning for and obtaining of all requisite services and Material;

(g) the direction and control of accounting services;

(h) the provision of all technical and advisory services required for the efficient performance of the Joint Operations;

(i) the conduct of such other activities as the Operating Committee shall decide shall be appropriate for the proper and efficient carrying out of the Joint Operations; and

(j) the administration of the Licence.

3.3.2 Methods and Practices

The Operator shall conduct the Joint Operations in a proper and workmanlike manner in accordance with methods and practices customarily used in good and prudent oil and gas field practice and with that degree of diligence and prudence ordinarily exercised by experienced operators under similar circumstances and conditions. The Operator shall further do or cause to be done, with due diligence, all such acts and things within its control as may be necessary to keep and maintain the Licence in force and effect and shall conduct the Joint Operations in compliance with the Licence and any applicable laws or regulations.

3.3.3 Operator's Liability

The Operator shall not in its role as Operator be liable for any loss or damage in connection with its responsibilities and functions as Operator unless such loss or damage results from:

(a) the gross negligence, wilful misconduct or wilful failure to act of the Managerial or Supervisory Personnel of the Operator or any of its Affiliates (to the extent such personnel perform functions as Operator); or

(b) its failure to obtain or maintain any insurance which it is required to obtain or maintain under Section 3.12, except where it has used all reasonable endeavours to obtain or maintain such insurance but has been unable to do so and has promptly notified the Parties of such fact; provided that in neither case shall the Operator be liable for any consequential loss or damage. For the purposes of this Section consequential loss or damage shall include but not be limited to inability to produce Hydrocarbons, environmental damage caused by a discharge of Hydrocarbons, lost production or loss of profits.

Ovennævnte artikel indeholder en ansvarsfraskrivning for operatøren, og operatøren er kun ansvarlig, hvis der er tale om grov uagtsomhed eller manglende forsikringsdækning.

Det er operatørens ansvar at kontrahere med kompetente og erfarne rådgivere, i det omfang, operatøren ikke selv råder over den nødvendige kompetence og erfaring. Det er desuden operatørens ansvar at kontrahere med et boreledelsesfirma, der har den tekniske ekspertise til at bore brøndene. Det er endelig operatørens ansvar at føre det fornødne tilsyn med sådanne rådgivere og boreledelsesfirmaet, herunder at sætte sig grundigt ind i de opgaver, som de skal løse.

OPGAVER

Operatøren har blandt andet til opgave at sikre, at følgende vigtige punkter er fastlagt i rette tid:

- Organisation, herunder ansvarsmatrice (se afsnit 8.4)
- Finansiering
- Myndighedsgodkendelser, herunder godkendelse af den foreløbige indvindingsplan minimum 6 måneder før påbegyndelse af borearbejdet
- Designgrundlag

8.3 ANSVARSFORHOLD FOR FJERNVARMEVÆRKETS BESTYRELSE OG MEDARBEJDERE

Et fjernvarmeværk vil typisk være konstitueret som en forening, et andelsselskab eller et kommunalt selskab med vedtægter, der bl.a. beskriver fjernvarmeværkets formål og bestyrelsens beføjelser. Generalforsamlingen eller repræsentantskabet er værkets øverste myndighed. Bestyrelsen disponerer på fjernvarmeværkets vegne under hensyntagen til værkets vedtægter, herunder værkets formål.

Når et fjernvarmeværk beslutter at gå i gang med et geotermiprojekt, skal fjernvarmeværket indledningsvis sikre, at der er hjemmel til det i henhold til fjernvarmeværkets vedtægter. Det betyder bl.a. at fjernvarmeværkets formål skal omfatte varmeproduktion. Hvis fjernvarmeværkets formål udelukkende er varmedistribution, vil det kræve en vedtægtsændring at iværksætte et geotermiprojekt med henblik på at producere varme til fjernvarmeforbrugerne. Derudover skal anlægsbudget for geotermianlægget være godkendt af generalforsamlingen/repræsentantskabet, således at bestyrelsen har beføjelser til at disponere.

Fjernvarmeværkets daglige ledelse opererer inden for de rammer, som bestyrelsen har udstukket og skal sørge for at holde bestyrelsen orienteret om udviklingen i projektet, herunder væsentlige risici.

8.4 BESLUTNINGSKOMPETENCE

Inden et geotermiprojekt går i gang, skal ansvarsfordeling og deraf følgende fordeling af beslutningskompetence, som alle deltagerne i projektet accepterer og efterlever, aftales.

Ansaret og den afledte beslutningskompetence for deltagerne i et geotermiprojekt kan for eksempel fremgå af et skema i form af en ansvarsmatrix (på engelsk RACI Chart – Responsible, Accountable, Consulted, Informed).

Nedenstående tabel viser nogle af de overordnede beslutningstagere, der kan være i et geotermiprojekt:

Energistyrelsen	➤ Godkendelse af ansøgning om tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermi – tildeling af eneretstilladelse ➤ Godkendelse af programmer og indvindingsplan
Kommunalbestyrelse	➤ Politisk ledelse, skal bl.a. godkende varmeplaner og lokalplaner for geotermiprojekter
Fjernvarmeværkets generalforsamling/ repræsentantskab	➤ Fjernvarmeværkets øverste myndighed
Fjernvarmeværkets bestyrelse	➤ Fjernvarmeværkets overordnede ledelse, refererer til generalforsamlingen/repræsentantskabet ➤ Skal godkende investering i et geotermianlæg
Styregruppe/ledelse	➤ Træffer de overordnede beslutninger i projektet ud fra de rammer, bestyrelsen har defineret
Rettighedshaver	➤ Indehaver af tilladelsen til efterforskning og indvinding ➤ Ansvarlig i henhold til undergrundsloven
Operatør	➤ Hvis rettighedshaveren består af én virksomhed, er rettighedshaver og operatør normalt en og samme virksomhed. ➤ Hvis rettighedshaveren består af en gruppe af virksomheder, udpeges operatøren normalt af rettighedshavergruppen ➤ Refererer til styregruppen
Projektleder	➤ Udpeges af operatøren/rettighedshaver til at lede projektet
Boreleder	➤ Fungerer som operatørens boreafdeling ➤ Leder borearbejdet

GENERISK ANSVARSMATRIX

På grund af kompleksiteten og involveringen af mange forskellige interessenter og faglige ekspertiser i et geotermiprojekt, er det væsentligt meget tidligt i forløbet at få fastlagt, hvem der er ansvarlig for hvilke opgaver, og hvem der eventuelt kan høres eller informeres i forbindelse med en opgave eller beslutning.

Til dette formål er ansvarsmatricen et godt værktøj. Et eksempel på en udfyldt ansvarsmatrix for et borearbejde fremgår af bilag 3. I matricen listes alle overordnede opgaver og beslutninger op og for hver af dem tages der stilling til, hvem der er henholdsvis

- udførende (Responsible),
- ansvarlig (Accountable),
- konsulteret (Consulted),
- og informeret (Informed).

På engelsk kaldes ansvarsmatricen et RACI Chart efter forbogstaverne over for.

Den udførende er den, der ansvarlig for, at en given aktivitet udføres. Den ansvarlige er derimod den, der formelt set er ansvarlig for den samme aktivitet – for eksempel økonomisk eller i forhold til en myndighed. Her er der det sproglige problem, at de engelske begreber 'responsible' og 'accountable' begge oversættes til ansvarlig. Forskellen illustreres bedst med et eksempel.

RESPONSIBLE VS. ACCOUNTABLE

Et fjernvarmeselskab har opnået en tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi i et område og er nået til starten af borefasen.

Senest 6 måneder før borestart skal Energistyrelsen godkende projektets foreløbige indvindingsplan. Fjernvarmeselskabet har ikke selv de fornødne kompetencer til at udarbejde denne indvindingsplan og har derfor hyret et konsulentfirma til at hjælpe med blandt andet dette. Dette konsulentfirma har altså nu det udførende ansvar (responsible) for denne opgave.

Fjernvarmeselskabet har dog som rettighedshaver og operatør stadig det formelle ansvar (accountable) over for Energistyrelsen for at indvindingsplanen udarbejdes og i tide indsendes til godkendelse. Hvis Energistyrelsen ikke får indvindingsplanen til tiden, er det altså fjernvarmeselskabet og ikke konsulenten, de kontakter.

At blive konsulteret betyder i denne sammenhæng, at den pågældende skal høres og eventuelt bidrage til løsningen af en bestemt opgave. Informeret betyder netop det – at den pågældende skal informeres om fremdriften eller udfaldet af en bestemt aktivitet.

Ansvarsmatricen bør udarbejdes som minimum for hver af hovedfaserne i et geotermiprojekt. I visse tilfælde kan det også være en god idé at operere med forskellige ansvarsmatricer til forskellige dele af en fase – fx kan der udarbejdes en ny ansvarsmatrix eller den eksisterende kan revideres/udbygges forud for udførelsen af boringerne eller etableringen af overfladeanlægget.

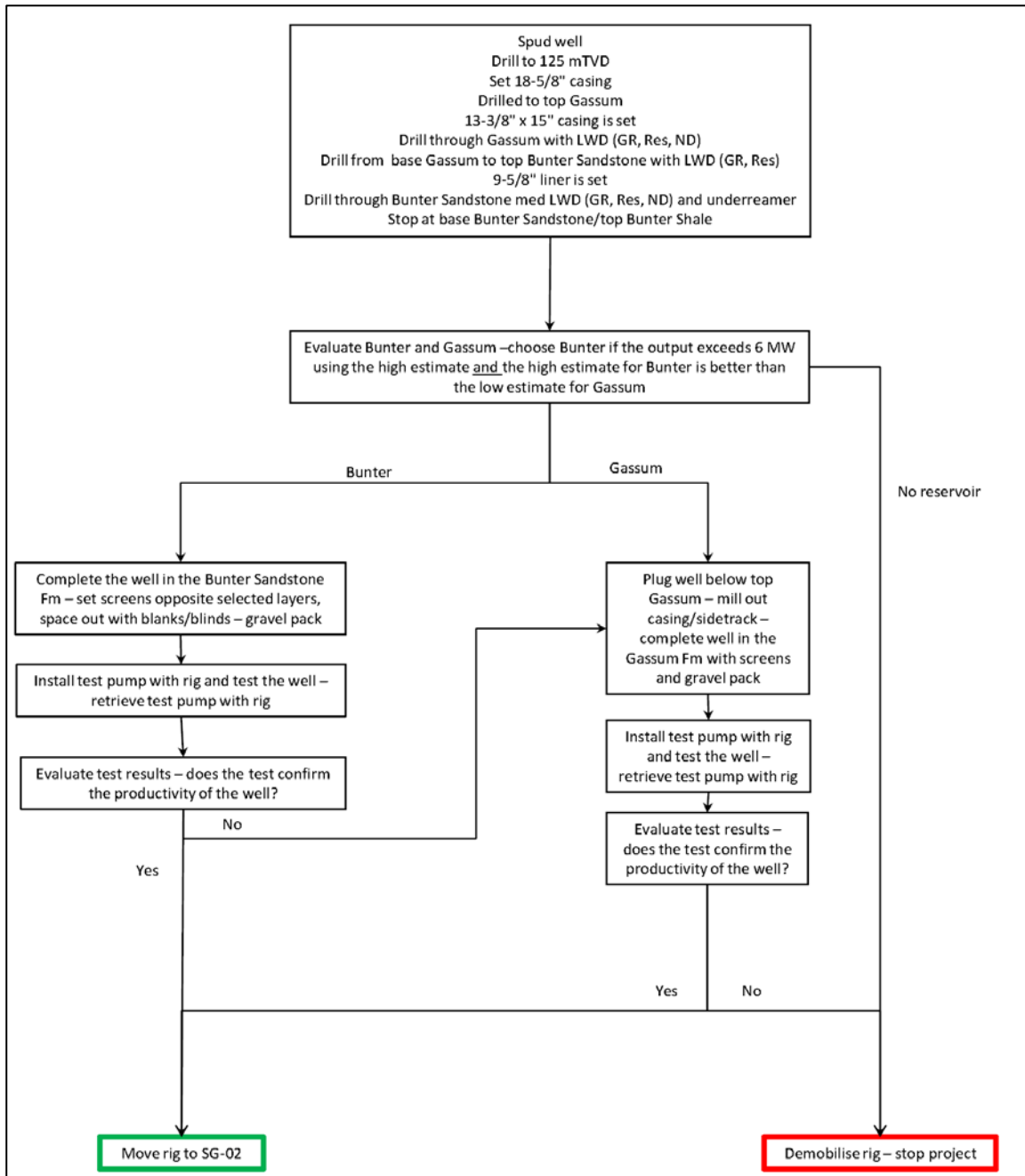
Under alle omstændigheder er det vigtigt, at alle parter i projektet hele tiden er informeret om og indforstået med den gældende ansvarsmatrix.

BESLUTNINGSTRÆER

En række af de overordnede beslutninger, som skal foretages i løbet af et geotermiprojekt, er ganske komplicerede, kan være vanskelige at overskue og kræver derfor grundig forberedelse. Dette gælder især beslutningerne omkring udbygning og prøvepumpning af de geotermiske brønde. Disse beslutninger skal

ydermere træffes under stort tidspres, da det er dyrt at have en hel boreoperation på stand-by, mens beslutningerne træffes.

En metode til på forhånd at skabe overblik og få analyseret udfaldsrummet er at opstille et såkaldt beslutningstræ, der trinvis redegør for tilvejebringelsen af data, som skal bruges til at træffe en given beslutning på, samt viser de mulige udfald af det enkelte beslutningspunkt. Et eksempel på et beslutningstræ er vist neden for:



Figur 43: Eksempel på beslutningstræ.

For at de rette beslutninger kan træffes hurtigt og effektivt, er det væsentligt:

- at udgangspunktet for beslutningerne er detaljeret beskrevet,
- at de enkelte trin i beslutningsprocessen er detaljeret beskrevet,
- samt at kriterierne for, om en beslutning går den ene eller den anden vej, er meget overskuelige og konkrete.

Et beslutningstræ som det i Figur 43 kan dog ikke stå alene, men bør indgå i et notat, som også beskriver:

- hvem der levere beslutningsgrundlaget,
- hvem der træffer beslutningerne,
- hvem der kommunikerer beslutningerne videre,
- samt hvornår beslutningerne forventes truffet (gerne med angivelse af dato og tidspunkt).

De første tre punkter kan passende hentes fra projektets ansvarsmatrix.

8.5 GENERISKE ORGANISATIONS DIAGRAMMER

Neden for er generiske organisationsdiagrammer for et geotermiprojekt vist og gennemgået. Diagrammerne bygger på erfaringer fra flere projekter, men vil selvfølgelig skulle tilrettes til de faktiske forhold og rettighedshaverens/operatørens ønsker i det konkrete projekt. Diagrammerne bygger på entreprisekontraktmodellen som beskrevet i kapitel 6, men kan uden større besvær tilpasses andre kontraktmodeller.

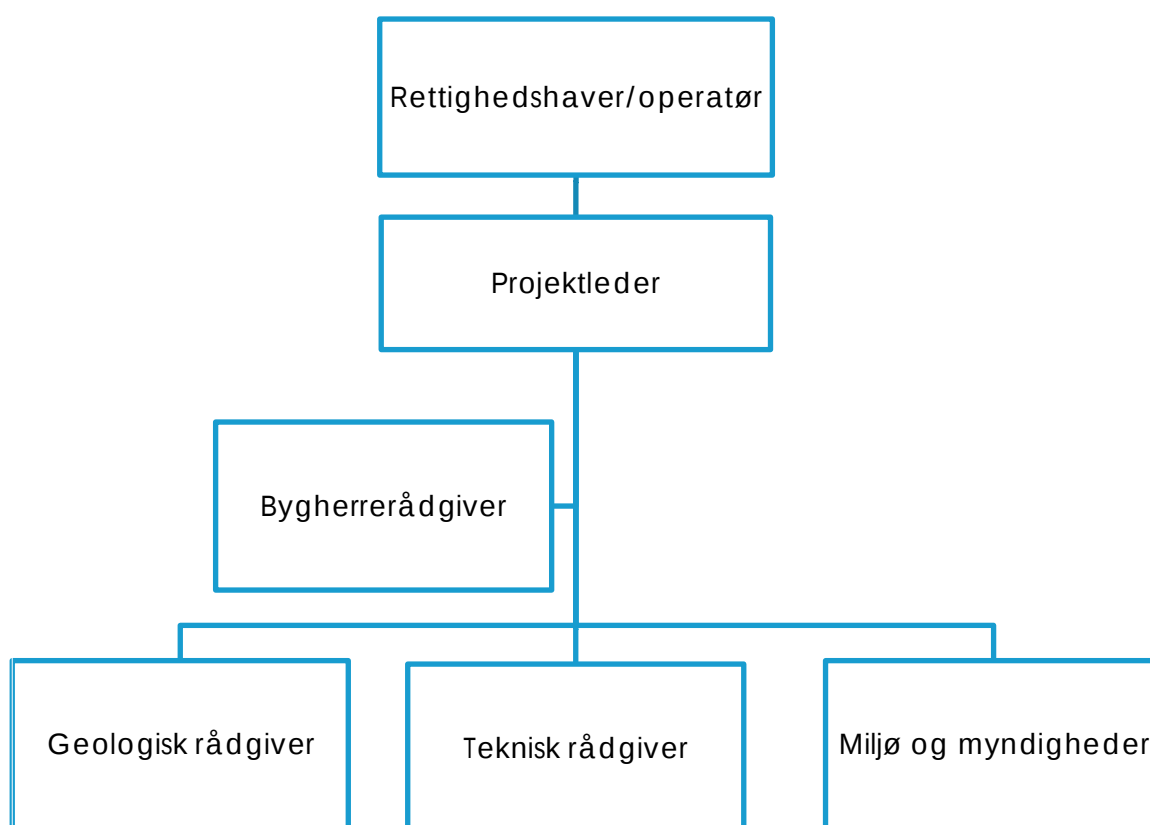
Diagrammerne angiver referencerne i organisationen – altså hvem den enkelte får sine (formelle) instrukser fra og rapporterer til. De kontraktuelle forhold kan sagtens være anderledes. Fx refererer rigsselskabet typisk til borelederen, mens kontrakten er skrevet under af operatøren/bygherren. Tilsvarende er der også masser af kommunikation direkte mellem de forskellige parter i organisationen. For at blive i eksemplet med borearbejdet, så taler rigsselskabet også med retningsborene (directional drillers) og cementfirmaet, men er der tvivl om, hvorledes der i en given situation skal ageres, så kommer den formelle instruks altid fra borelederen.

Til hver post i diagrammet er der i skemaet under anført en opgave-/ansvarsbeskrivelse. Det understreges, at de beskrevne roller i projektorganisationen ikke nødvendigvis er forskellige personer, idet flere roller kan varetages af samme person eller af flere. En del af de beskrevne roller er også kun nødvendige i en begrænset fase og tidsrum. Endelig skal beskrivelserne ikke opfattes som udtømmende, men har alene til formål at give en fornemmelse for de opgaver, som ligger under hver enkelt funktion. Der vil givetvis være yderligere behov i det konkrete projekt, som ikke er beskrevet her.

Under alle omstændigheder er det afgørende vigtigt for projektets succes, at den samlede projektorganisation besidder de nødvendige kompetencer og den nødvendige erfaring. Da de fleste fjernvarmeselskaber kun i mindre grad besidder disse kompetencer og erfaringer selv, vil der typisk være en række konsulenter og rådgivere involveret i projektorganisationen. For at sikre, at disse konsulenter og rådgivere rent faktisk har de nødvendige kompetencer og den nødvendige erfaring, skal fjernvarmeselskabet bede om relevante referencer på firma-niveau samt CV'er for nøglemedarbejdere. Det kan kun anbefales, at tidligere kunder kontaktes for at indhente deres vurdering af firmaer og medarbejdere.

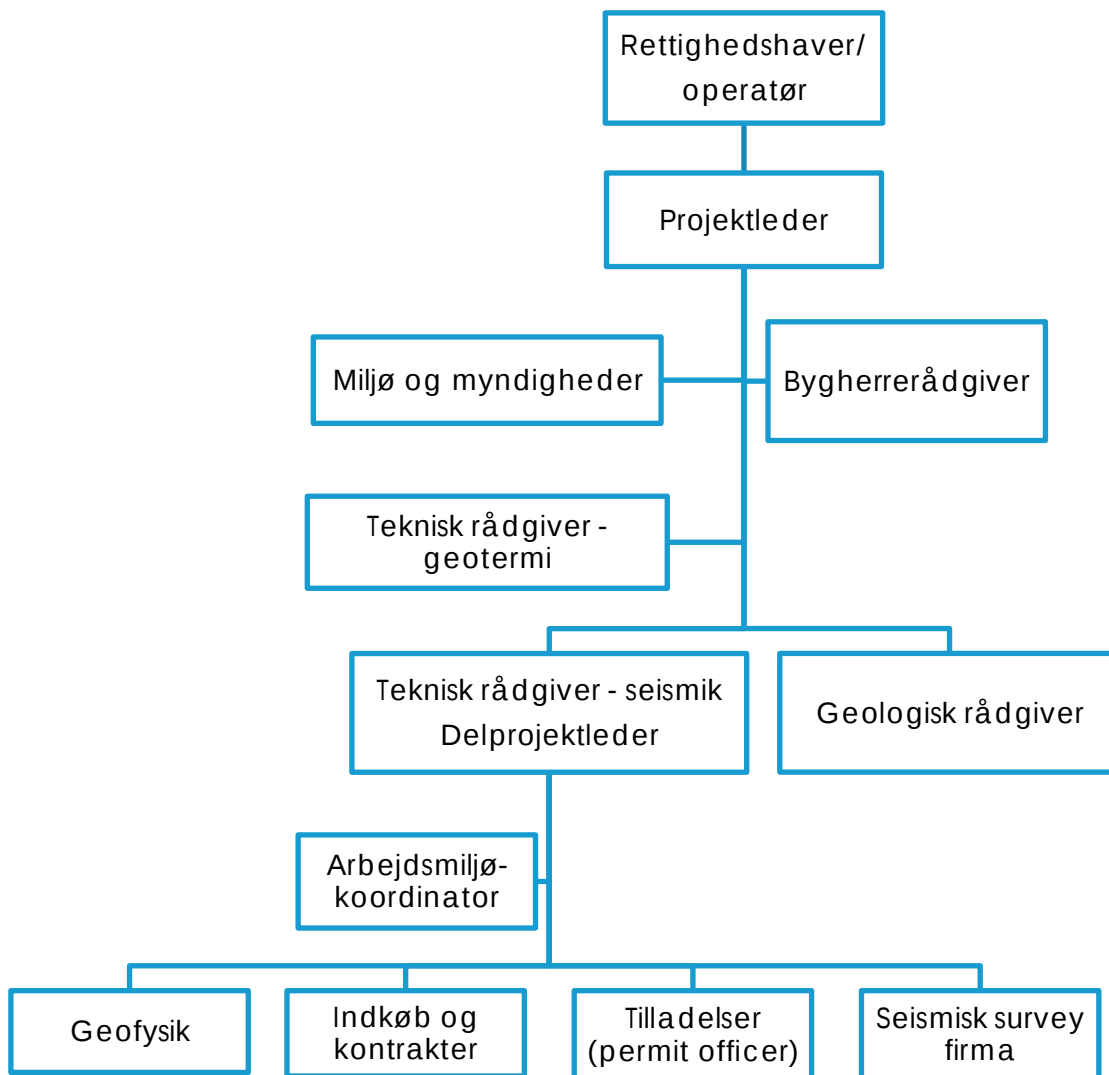
Opgaver og ansvar for rettighedshaveren og operatøren er beskrevet i afsnit 8.1 og 8.2.

PROJEKTUDVIKLING OG MODNING



Funktion	Eksempler på opgaver/ansvar
Projektleder	Sikre fremdriften i projektet under hensyn til de mål og rammer, der er formuleret af rettighedshaveren/operatøren, herunder at udvikle og modne projektet inden for de opstillede budgetter og tidsplaner. Opbygge og lede projektets organisation. Sikre at de relevante myndighedskrav opfyldes, at relevante specialister og kompetencer inddrages, og at nødvendige beslutningsgrundlag udarbejdes. Udføre de klassiske projektlederopgaver, herunder ➤ udarbejde kravspecifikation inden udbuddet, ➤ sikre nødvendige tilladelser fra offentlige myndigheder til projektet, ➤ udarbejde projektbeskrivelser samt sikre input og godkendelse fra projektdeltagerne, ➤ udarbejde organisationsplan og ansvarsmatrix, ➤ udarbejde projektplan, ➤ udarbejde kommunikationsplan, ➤ følge op på projektdeltagernes arbejde, ➤ samt rapportere til ledelse/styregruppe om projektets fremdrift, både i operationel og budgetmæssig henseende.
Bygherrerådgiver	Sikre, at god praksis for geotermiprojekter benyttes. Assistere projektledelsen i dennes opgaver, eventuelt varetage hele eller dele af projektledelsen. Bidrage med specialistviden, faglig koordinering og planlægningskompetencer, herunder udarbejdelse af beslutningsgrundlag, tidsplaner og budgetter.
Geologisk rådgivning	Foretage geologiske vurderinger ud fra eksisterende data samt vurdere behov for yderligere dataindsamling.
Teknisk rådgiver	Vurdere de geotermiske potentialer i et relevant område, herunder udføre konceptuelt design og beregninger af energiomsætninger, anlægsbudgetter og projektøkonomi.
Miljø og myndigheder	Planlægge og udføre arbejdet i forhold til relevante myndigheder, herunder udarbejde ansøgninger, planer og rapporter.

SEISMISKE UNDERSØGELSER

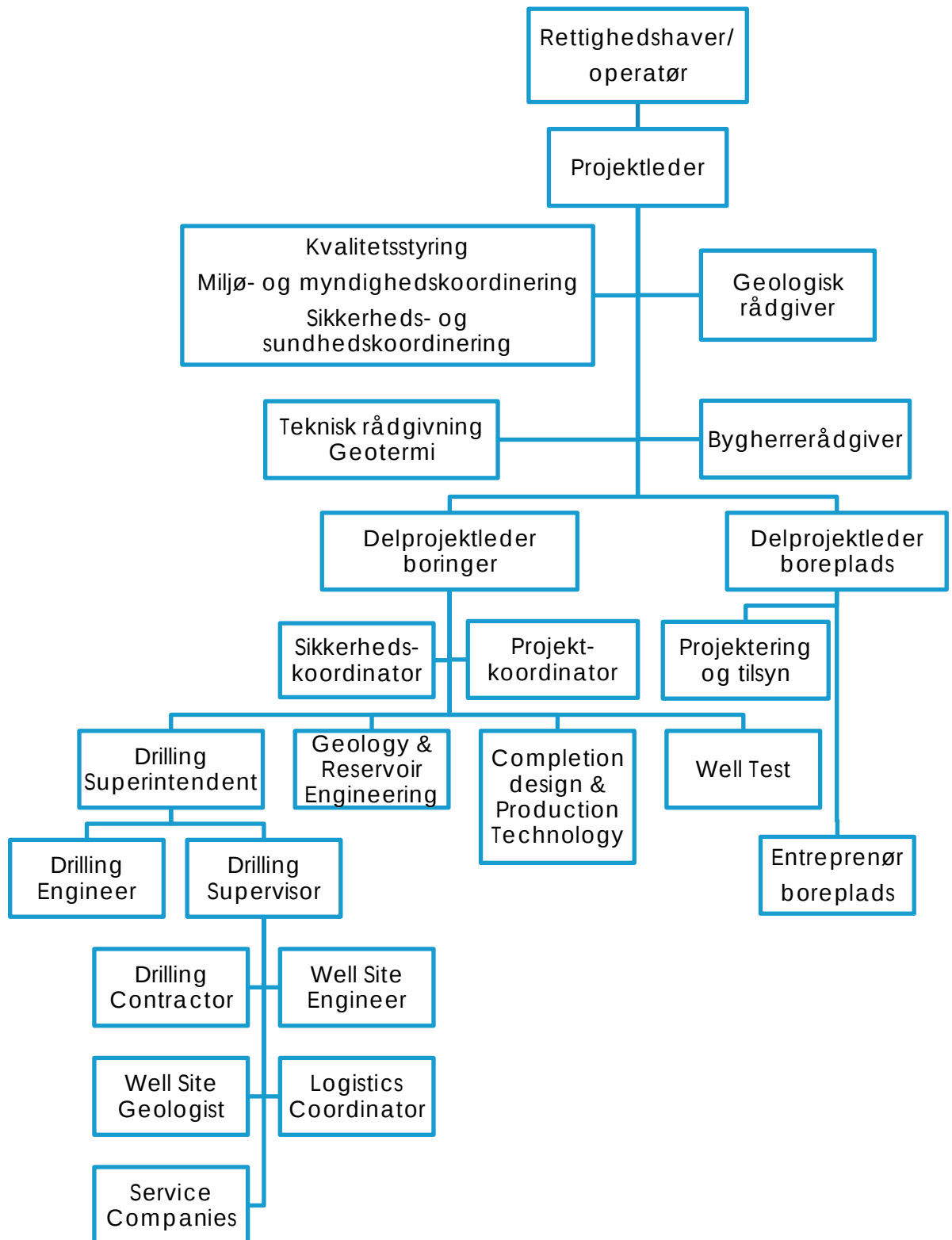


Funktion	Eksempler på opgaver/ansvar
Projektleder	Sikre fremdriften i projektet under hensyn til de mål og rammer, der er formuleret af rettighedshaveren/operatøren, herunder at fremskaffe nødvendige seismiske data inden for de opstillede budgetter og tidsplaner. Opbygge og lede projektorganisationen i denne fase af projektet. Sikre at de relevante myndighedskrav opfyldes, at relevante specialister og kompetencer inddrages, og at nødvendige beslutningsgrundlag udarbejdes. Udføre de klassiske projektlederopgaver, herunder ➤ udarbejde kravspecifikationer inden udbud, ➤ sikre nødvendige tilladelser fra offentlige myndigheder til projektet, ➤ udarbejde projektbeskrivelser samt sikre input og godkendelse fra projektdeltagerne, ➤ udarbejde organisationsplan og ansvarsmatrix, ➤ udarbejde projektplan, ➤ udarbejde kommunikationsplan, ➤ følge op på projektdeltagernes arbejde ➤ samt rapportere til ledelse/styregruppe om projektets fremdrift, både i operationel og budgetmæssig henseende.
Bygherrerådgiver	Sikre, at god praksis for geotermiprojekter benyttes. Assistere projektledelsen i dennes opgaver, eventuelt varetage hele eller dele af projektledelsen. Bidrage med specialistviden, faglig koordinering, budgetterings- og planlægningskompetencer, herunder udarbejdelse af beslutningsgrundlag.
Geologisk rådgivning	Vurdere behov for yderligere indsamling af seismiske data og præsentere forslag til linjeføring for, og formål med nye seismiske linjer. Deltage i testfasen og vurdering af indsamlingsparametre. Deltage med kvalitetskontrol af indsamlingen og processeringen af de indsamlede data og bistå med evt. forslag til forbedringer. Tolkning af nye seismiske data og integrering med eksisterende data og geologiske modeller med henblik på opdateringer af det forventede potentiale i de geotermiske reservoirer i området.
Miljø og myndigheder	Planlægge og udføre arbejdet i forhold til relevante myndigheder, herunder udarbejde ansøgninger, planer og rapporter.

Funktion	Eksempler på opgaver/ansvar
Teknisk rådgiver - geotermi	Revurdere de geotermiske potentialer i et relevant område, herunder udføre konceptuelt design, anlægsbudgetter og beregninger af varmeydelser og projektøkonomi. Bidrage med input til projektforslag efter varmemeforsyningsloven.
Teknisk rådgiver - seismik Delprojektleder	Planlægge, udbyde og styre den praktiske gennemførelse af seismiske undersøgelser inklusiv processering af data og rapportering.
Arbejds miljø koordinator	Varetage operatørens koordinering af arbejdsmiljøarbejdet.
Geofysik	Deltage i detailplanlægningen af de seismiske linjer sammen med den geologiske rådgiver. Udarbejde udbudsmateriale (evt. kun den tekniske del), deltage i evalueringen af de indkomne tilbud og kontraktforhandlingerne. Føre tilsyn med dataindsamlingen og processeringen. Kommentere på de rapporter, som entreprenøren udarbejder.
Indkøb og kontrakter	Udarbejde den kommercielle del af udbudsmaterialet, forstå udbudsprocessen, deltage i evalueringen af de indkomne tilbud og kontraktforhandlingerne.
Tilladelser (permit officer)	Varetage kontakt til og aftaler med lodsejere og lokale myndigheder (kan med fordel forankres og udføres lokalt, af fjernvarmeværkets eget personale eller en lokal landinspektør). Fotoregistrering.
Seismisk survey firma	Udføre indsamling, processering og rapportering af seismiske data.

BORINGER OG TEST

For den del af organisationen, som er direkte involveret i borearbejdet, er de engelske betegnelser anvendt, også selv disse i princippet kan oversættes til dansk. Der henvises i stedet til ordlisten.



Funktion	Eksempler på opgaver/ansvar
Projektleder	Sikre fremdriften i projektet under hensyn til de mål og rammer, der er formuleret af rettighedshaveren/operatøren, herunder at gennemføre geotermiske borer og tests inden for de opstillede budgetter og tidsplaner. Opbygge og lede projektets organisation i denne fase af projektet. Sikre at de relevante myndighedskrav opfyldes, at relevante specialister og kompetencer inddrages, og at nødvendige beslutningsgrundlag udarbejdes. Projektlederen skal udføre de klassiske projektlederopgaver, som skal udføres i alle projekter, herunder ➤ sikre nødvendige tilladelser fra offentlige myndigheder til projektet, ➤ udarbejde projektbeskrivelse med detaljeret beskrivelse af projektet samt sikre input og godkendelse fra projektdeltagerne, ➤ udarbejde organisationsplan og ansvarsmatrix, således at det er klart fra begyndelsen, hvilke roller og ansvar de enkelte projektdeltagere har, ➤ udarbejde projektplan med tidsfrister og contingencies, ➤ udarbejde kommunikationsplan, ➤ følge op på projektdeltagernes arbejde, ➤ godkende større ændringer i projektet (change management), ➤ deltage på daglige morgenmøder under selve borearbejdet, ➤ rapportere til operatør/styregruppe om projektets fremdrift, både i operationel og budgetmæssig henseende, ➤ samt sikre operatørens og rettighedshaverens fortsatte opbakning til projektet for at sikre ro omkring boreoperationen. Derudover skal projektlederen have personlige kompetencer, der matcher opgaven, bl.a. ➤ gode kommunikationsevner i skrift og tale på en-

Funktion	Eksempler på opgaver/ansvar
	gelsk og dansk, ➤ overordnet viden om geotermi og borer, og ➤ samt erfaring med ledelse af meget tekniske og højt specialiserede projekter af relevant størrelsesorden. Endelig skal projektlederen evne at få et stort antal projektdeltagere med meget forskellig faglig baggrund til at arbejde sammen som et hold.
Bygherrerådgiver	Sikre, at god praksis for geotermiprojekter benyttes. Assistere projektledelsen i dennes opgaver, eventuelt varetage hele eller dele af projektledelsen. Bidrage med specialistviden, faglig koordinering, budgetterings- og planlægningskompetencer, herunder udarbejdelse af beslutningsgrundlag.
Kvalitetsstyring	Varetage bygherrens/operatørens styring af kvalitet, miljø, sikkerhed- og sundhed i projektet, herunder opstille de relevante systemkrav og implementere disse i udbud og kontrakter.
Miljø- og myndighedskoordinering	Varetage bygherrens overordnede arbejdsmiljøkoordinering.
Sikkerheds- og sundhedskoordinering	Sikre at arbejdet planlægges og udføres i overensstemmelse med krav fra, og i dialog med relevante myndigheder, herunder udarbejde ansøgninger, redegørelser, planer og rapporter.
Geologisk rådgivning	Udarbejde geologiske vurderinger og boreprognose til brug for planlægning af borearbejderne. Bistå ved tolkning af data indsamlet i forbindelse med borearbejderne og opdatering af geologiske modeller/boreprognose.
Teknisk rådgivning - geotermi	Specialistopgaver vedrørende geotermianlæg. Deltage i drøftelser vedrørende udbygning af brøndene. Lever input til beslutningsprocessen omkring test af borerne.
Delprojektleder boreplads	Lede og styre etableringen af borepladsen, herunder brøndkælder, opsamlingsstanke, belægnings-, forsynings-, afløb m.v. under hensyn til de relevante tekniske og miljømæssige krav. Tæt dialog med delprojektlederen for borerne er nødvendig – de to funktioner kan evt. kombineres, hvis de rette kompetencer er til stede.
Projektering og tilsyn	Foretage projektering, udbud, kontrahering og byg-

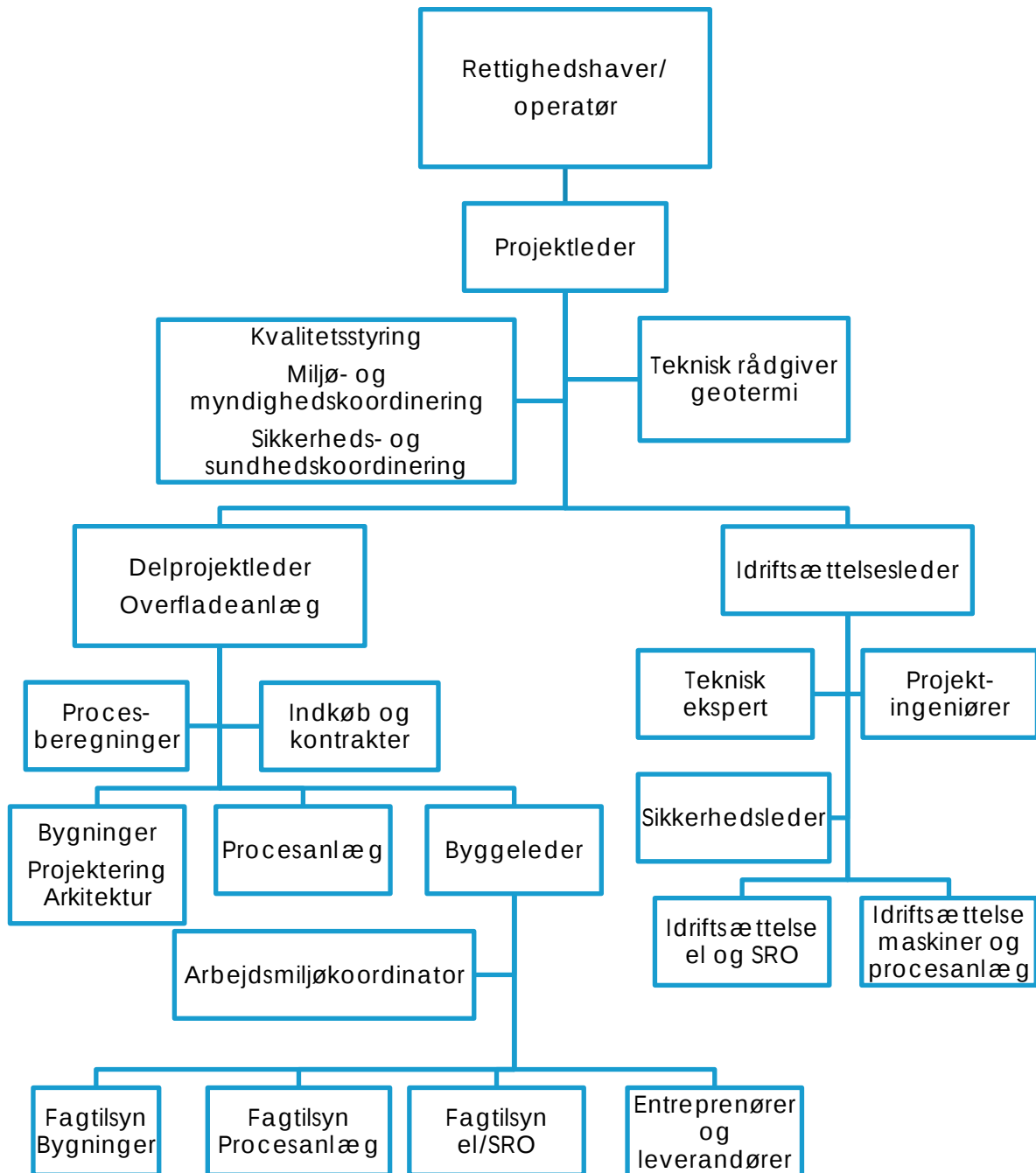
Funktion	Eksempler på opgaver/ansvar
	geledelse/tilsyn af arbejderne for etablering af borepladsen.
Entreprenør boreplads	Etablere borepladsen inkl. brøndkælder, opsamlings-tanke, belægninger, forsyninger, afløb m.v.
Delprojektleder boringer	Boreprojektlederen varetager rådgivning og kommunikation mellem boreledelsen og projektorganisationen. Boreledelsen skal være uafhængig og kunne operere på egne tekniske præmisser og i et for projektet optimalt tempo – som ikke er afhængig af ydre faktorer m.m. Operatøren og dennes rådgivere skal have boreprojektlederen som fast kontaktperson og skal kunne tale med denne omkring projektet. Boreprojektlederens opgaver er bl.a.: ➤ Planlægning ➤ Teknisk ansvarlig for boreoperationen i henhold til den indgåede kontrakt med operatøren. ➤ deltage på daglige morgenmøder under selve borearbejdet, ➤ træffe tekniske beslutninger for at sikre fremdriften i boreoperationen inden for et mandat aftalt med projektlederen, ➤ Change management, herunder finde tekniske løsninger, når noget afviger og foretage risikovurdering (det skal på forhånd defineres, hvornår operatøren skal involveres), ➤ koordinere og indhente tekniske analyser efter behov ➤ rapportere status til projektlederen, ➤ dialog/kommunikation med Energistyrelsen angående boringerne. ➤ udarbejde slutrapportering (Final Well Reports) til Energistyrelsen Boreprojektlederen kan desuden efter nærmere aftale med projektlederen helt eller delvist løse en række af de opgaver, som er listet under projektlederen. Desuden kan boreprojektlederen – såfremt denne er i besiddelse af de rette kompetencer – lede etablering af borepladsen.
Sikkerhedskoordinator	Sikkerhedskoordinatoren sikrer overholdelse af QHSE-krav fra Energistyrelsen og Arbejdstilsynet. Sikkerhedskoordinatoren skal udarbejde interne

Funktion	Eksempler på opgaver/ansvar
	standarder og procedurer som fastsætter niveauet på pladsen for HSE, disse opfylder som minimum myndighedskrav. Sikkerhedskoordinatoren står for den daglige sikkerhedsbriefing under borearbejdet samt rapportering i henhold interne og eksterne krav. Sikkerhedskoordinatoren har en overvågende funktion og sikrer, at arbejdspladsen og arbejdsstyrken lever op til de stillede krav in henhold til HSE. Specielt vil sikkerhedskoordinatoren sikre, at arbejdsstyrken lever op til myndighedskrav i henhold til personlig sikkerhed.
Projektkoordinator	Projektkoordinatoren står som en back-office funktion, hvor den økonomiske side af alle leverancer og services samles. Dette gælder lige fra de indledende indkøb/kontrakter af borerig, mudder, cement mv. til daglig drift af borepladsen ved leverancer. Projektkoordinatoren har ansvar for at kontrollere at der er overensstemmelse mellem leverandørenes fakturaer og de rent faktiske leverancer.
Geology & Reservoir Engineering	Petrophysicist/Reservoir Engineer: ➤ Fastlæggelse af logging program. ➤ Tolkning af logs. ➤ Bistand ifm. beslutning omkring udbygning af reservoiret. ➤ Specifikation, tilsyn og tolkning af pumpetests. Operations Geologist: ➤ Opfølgning på fremdriften og den geologiske beskrivelse af de udtagne prøver af borespåner. ➤ Dialog med Well Site geologerne. ➤ Bistand ifm. valg af casing points. ➤ Bistand ifm. beslutning omkring udbygning af reservoiret.
Completion design & Production Technology	Praktisk planlægning og tilsyn ifm. udbygning af reservoiret. Tæt dialog med geologer og tekniske eksperter på driften af det geotermiske anlæg.
Well Test Company	Udførelse af pumpetests, herunder måling af data i og indsamling af vandprøver fra reservoirdybde.

Funktion	Eksempler på opgaver/ansvar
Drilling Superintendent	Drilling Superintendent er overordnet ansvarlig for boreoperationen og har den daglige kontakt til boreprojektlederen og Drilling Supervisor. Det overordnede ansvar omfatter bl.a. ➤ Lede de daglige morgenmøder ➤ Tilsyn med bore- og servicekontrakter ➤ Brønddesign og –planlægning ➤ Overvågning af fremdriften i operationen ➤ Sikkerhed og miljø ➤ Koordinere behovet for tekniske analyser fra borepladsen til kontoret. ➤ Udarbejde vagtplaner under hensyntagen til, at en boreoperation foregår 24/7.
Drilling Supervisor	Drilling Supervisor varetager den daglige, tekniske ledelse af boreoperationen. Borelederens opgaver er, bl.a. ➤ Tilrettelægge boreoperationen i overensstemmelse med projektbeskrivelsen, herunder forestå den daglige ledelse af og koordinering med service-selskaberne. ➤ Træffe tekniske beslutninger for at sikre fremdriften i boreoperationen inden for et mandat aftalt med Drilling Superintendent og boreprojektlederen. ➤ Varetage det daglige ansvar for borepladsen, herunder sikkerhed. ➤ Change management, herunder finde tekniske løsninger og foretage risikovurdering, når noget afviger.
Drilling Engineer	Drilling Engineer er ansvarlig for udarbejdelse af brønddesign og boreprogram samt opfølgning på gennemførelsen af det, herunder udarbejdelse og indsendelse af daglige rapporter (morgenrapporter) til Energistyrelsen.
Drilling Contractor	Drilling Contractor leverer borerig og tilhørende mandskab (fra roustabout til driller). Drilling Contractors Toolpusher (og evt. project manager) er i daglig tæt dialog med Drilling Supervisor.
Well Site Engineer	Well site engineer er typisk en drilling engineer som ikke har deltaget i planlægningen af brønden, men som hyres ind som per projekt.

Funktion	Eksempler på opgaver/ansvar
Well Site Geologist	Well Site Geologist vurderer de cuttings, som kommer op fra brønden og kommer med anbefalinger til boringen i henhold til den lokale geologi, evt. efter dialog med Operations Geologist. Løbende opfølgning på fremdrift og boreprognose. Bistand ifm. valg af casing points (i samarbejde med Operations Geologist).
Logistics Coordinator	Logistikkoordinatorens rolle er bl.a. rettidig bestilling og levering af udstyr til boreprocessen, koordinering af transporter, reklamationer, adgangskontrol til borepladsen.
Service Companies	I forbindelse med boreprocessen skal der kontraheres med en Drilling Contractor om boreriggen samt med serviceselskaber om en række services, bl.a. ➤ Directional drilling and MWD: Målinger i borehullet samt levering af udstyr til styring af borestreng. ➤ Mud logging: Geologiske analyser, dataopsamling fra boreproces samt distribution af boredata til boreleder. ➤ Cementing services: Cementering af casing ➤ Drilling bits: borekroner til riggen. ➤ Wireline logging: målinger i den åbne brønd under boreprocessen. ➤ Liner hangers: levering af udstyr til ophæng af liner (casing der ikke går helt til overfladen). ➤ Screens: filtre til montering af liner i reservoir. ➤ Well heads: levering af brøndhoveder. ➤ Drilling fluids: levering af boremudder og mudderingeniør.

OVERFLADEANLÆG



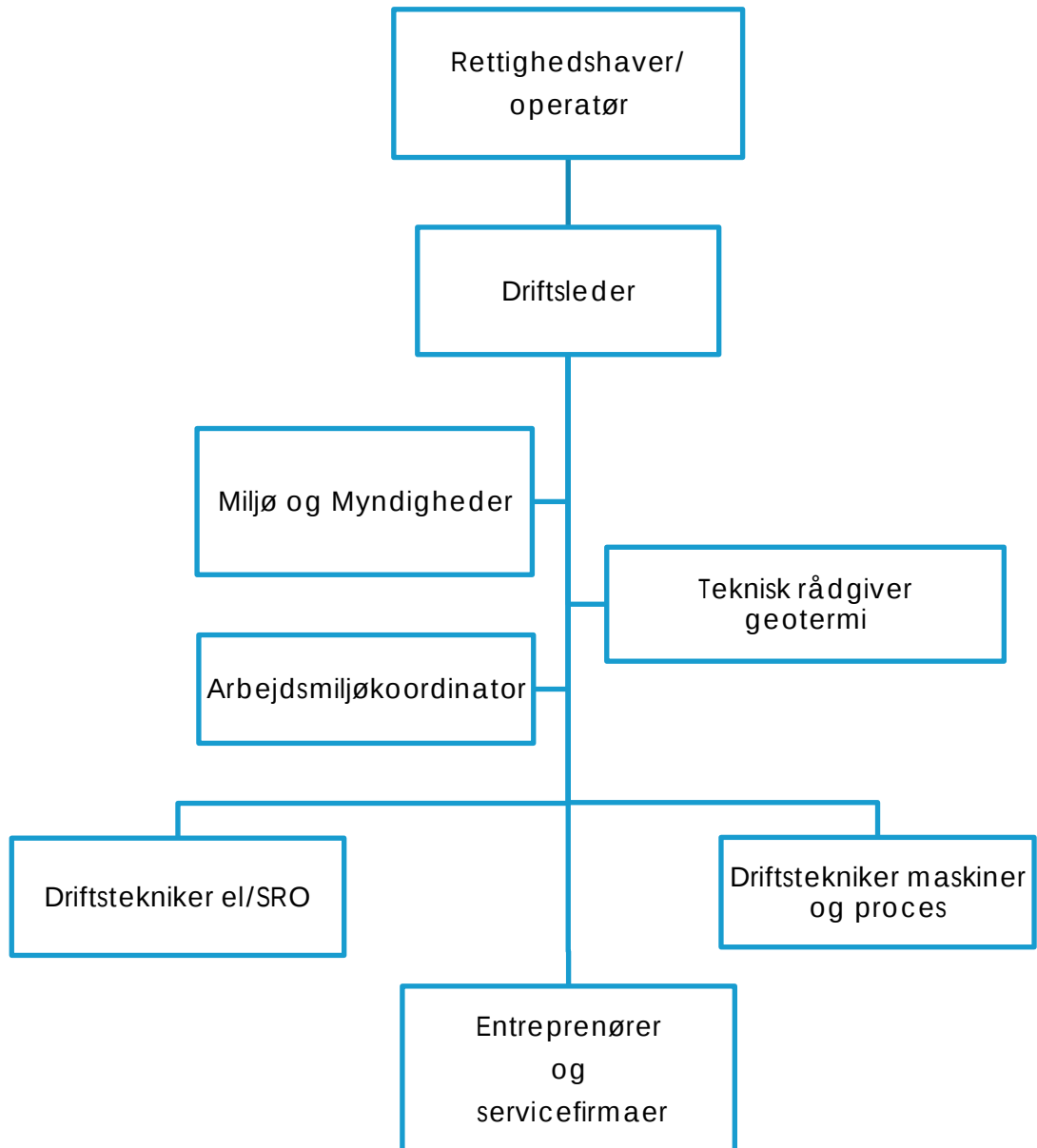
Funktion	Eksempler på opgaver/ansvar
Projektleder	Sikre fremdriften i projektet under hensyn til de mål og rammer, der er formuleret af rettighedshaveren/operatøren, herunder at etablere og idriftsætte overfladeanlægget indenfor de opstillede budgetter og tidsplaner. Opbygge og lede projektets organisation i denne fase af projektet. Sikre at de relevante myndighedskrav opfyldes, at relevante specialister og kompetencer inddrages, og at nødvendige beslutningsgrundlag udarbejdes. Projektlederen skal udføre de klassiske projektlederopgaver, som skal udføres i alle projekter, herunder ➤ sikre nødvendige tilladelser fra offentlige myndigheder til projektet, ➤ udarbejde projektbeskrivelse med detaljeret beskrivelse af projektet samt sikre input og godkendelse fra projektdeltagerne, ➤ udarbejde organisationsplan og ansvarsmatrix, således at det er klart fra begyndelsen, hvilke roller og ansvar de enkelte projektdeltagere har, ➤ udarbejde projektplan med tidsfrister, ➤ udarbejde kommunikationsplan, ➤ følge op på projektdeltagernes arbejde, ➤ godkende større ændringer i projektet (change management), ➤ deltage på byggemøder under selve anlægsetableringen, ➤ rapportere til operatør/styregruppe om projektets fremdrift, både i operationel og budgetmæssig henseende, ➤ samt sikre operatørens og rettighedshaverens fortsatte opbakning til projektet for at sikre ro omkring anlægsetableringen. Derudover skal projektlederen have personlige kompetencer, der matcher opgaven, bl.a. ➤ gode kommunikationsevner i skrift og tale på engelsk og dansk, ➤ overordnet viden om geotermi og boreri, ➤ samt erfaring med ledelse af meget tekniske og højt specialiserede projekter af relevant størrelsesorden.

Funktion	Eksempler på opgaver/ansvar
Bygherrerådgiver	Sikre at god praksis for geotermiprojekter benyttes. Assistere projektledelsen i dennes opgaver, eventuelt overtage hele eller dele af projektledelsen. Bidrage med specialistviden, faglig koordinering, budgetterings- og planlægningskompetencer, herunder udarbejdelse af beslutningsgrundlag.
Teknisk rådgiver - geotermi	Revurdere de geotermiske potentialer på baggrund af pumpetest, logs, kerner og/eller cuttingsprøver fra borer. På baggrund heraf udføre konceptuelt design af overfladeanlæg, inklusive anlægsbudgetter og beregninger af varmeydelser og projektøkonomi. Varetage tekniske specifikationer, udbud og kontrahering specielle komponenter såsom varmepumper, dyk- og injektionspumper samt filtre. Bistå med specialistviden vedr. opbygning og idriftsættelse og optimering af geotermianlægget. Kvalitetskontrol af design og øvrigt udbudsmateriale.
Kvalitetsstyring	Varetage bygherrens styring af kvalitet, miljø, sikkerhed- og sundhed i projektet, herunder opstille de relevante systemkrav og implementere disse i udbud og kontrakter.
Miljø og myndighedskoordination	Varetage bygherrens overordnede arbejdsmiljøkoordinering.
Sikkerheds- og sundhedskoordination	Sikre at arbejdet planlægges og udføres i overensstemmelse med krav fra og i dialog med relevante myndigheder, herunder udarbejde ansøgninger, redegørelser, planer og rapporter.
Delprojektleder Overfladeanlæg	Lede og styre projektering, udbud, kontrahering og udførelse af overfladeanlæggene, herunder bygningsanlæg, geotermivandkreds, varmepumper og fjernvarmeanlæg under hensyn til de relevante tekniske og miljømæssige krav. Delprojektlederens opgaver er bl.a.: ➤ planlægning, ➤ teknisk ansvarlig for etableringen af overfladeanlægget i henhold til den indgåede kontrakt med operatøren, ➤ deltage på jævnlige statusmøder under selve

Funktion	Eksempler på opgaver/ansvar
	anlægsarbejdet, ➤ Change management, herunder finde tekniske løsninger, når noget afviger og foretage risikovurdering, ➤ koordinere og indhente tekniske analyser efter behov ➤ rapportere status til projektlederen, Delprojektlederen kan desuden efter nærmere aftale med projektlederen helt eller delvist løse en række af de opgaver, som er listet under projektlederen.
Procesberegninger	Varetage procesberegninger af anlæggets endelige design til brug for udbudsspecifikationer af overfladeanlæggets systemer og komponenter.
Indkøb og kontrakter	Varetage udbuds- og kontraheringsopgaver, herunder tilbudsevaluering, i forbindelse med indkøb af komponenter og systemer til overfladeanlægget.
Bygninger projektering / arkitekt	Projektere og lave udbudsspecifikationer for bygninger til overfladeanlæggene
Procesanlæg	Udføre den detaljerede konstruktion af procesanlæggene, herunder rør, ventiler, el, instrumentering m.v. Udarbejde dokumentation og specifikationer for udbud af udførelsen.
Byggeleder	Lede og styre udførelsen af anlægs- og montageopgaver for overfladeanlæggenes bygninger og procesanlæg på stedet. Sikre koordineringen mellem entreprenører og montagefirmaer på pladsen. Afholde, lede og referere jævnlige byggemøder. Deltage i sikkerhedsmøder.
Arbejds miljøkoordinator	Varetage arbejdsmiljøkoordineringen mellem entreprenører og montagefirmaer på byggepladsen. Afholde, lede og referere jævnlige sikkerhedsmøder. Deltage i byggemøder.
Fagtilsyn bygninger	Varetage fagtilsyn og kvalitetssikring vedrørende bygningsarbejderne.
Fagtilsyn VVS	Varetage fagtilsyn og kvalitetssikring vedrørende VVS arbejderne.
Fagtilsyn Procesanlæg	Varetage fagtilsyn og kvalitetssikring vedrørende arbejderne med opbygning af procesanlæg og maskinsystemer.

Funktion	Eksempler på opgaver/ansvar
Fagtilsyn el/SRO	Varetage fagtilsyn og kvalitetssikring vedrørende opbygning af el- og SRO systemer.
Entreprenører og leverandører overfladeanlæg	Udførende vedrørende bygningsarbejder, leverancer og montage af maskin- og procesanlæg, el og SRO systemer m.v.
Idriftsættelsesleder	Planlægge og lede idriftsættelsen af det samlede anlæg inkl. borer i samarbejde med entreprenører og leverandører og driftsorganisationen under hensyn til de relevante tekniske og miljømæssige krav.
Teknisk ekspert	Rådgivning på specifikke tekniske områder relateret til idriftsættelse af geotermianlæg.
Projektingeniører	Afvikle og dokumentere opgaverne med idriftsættelsen, herunder afprøvninger, fejlretning og mangelfhjælpning, garantispørgsmål, teknisk dokumentation m.v.
Sikkerhedsleder	Varetage sikkerhedskoordineringen under idriftsættelsen.
Idriftsættelse - el og SRO	Forestå idriftsættelsen vedr. anlæggets el- og SRO-systemer, typisk i tæt samarbejde med nøglepersoner fra bygherrens kommende driftsorganisation.
Idriftsættelse - maskiner og procesanlæg	Forestå idriftsættelsen vedr. anlæggets maskin og proces systemer, typisk i tæt samarbejde med nøglepersoner fra bygherrens kommende driftsorganisation.

DRIFT



Funktion	Eksempler på opgaver/ansvar
Driftsleder	Sikre en stabil og sikker drift af geotermianlægget under hensyn til de mål og rammer, der er formuleret af rettighedshaveren/operatøren, herunder at foretage løbende driftsoptimeringer og forebyggende vedligehold af anlægget. Opbygge og lede anlæggets driftsorganisation. Sikre at de relevante myndighedskrav opfyldes, og at relevante specialister og kompetencer inddrages. Hvis operatøren er et fjernvarmeselskab vil driftslederen typisk have et samlet ansvar for flere varmeproducerende anlæg, så den samlede drift kan optimeres.
Miljø og myndigheder	Sikre at driften gennemføres i overensstemmelse med krav fra og i dialog med relevante myndigheder.
Arbejds miljøkoordinator	Varetage arbejdsmiljøkoordineringen ved driften af geotermianlægget.
Teknisk rådgivning Geotermi	Bistå med specialistviden vedr. drift, optimering og fejludbedring af geotermianlægget. Typisk en ekstern rådgiver for at drage fordel af viden og erfaringer fra andre geotermiske anlæg.
Driftstekniker el og SRO	Forestå den daglige drift og vedligehold af geotermianlægget med særlige kompetencer inden for el- og SRO-systemerne.
Driftstekniker maskiner og procesanlæg	Forestå den daglige drift og vedligehold af geotermianlægget med særlige kompetencer inden for maskinsystemer og procesanlæg.
Entreprenører og servicefirmaer	Leverandører af forskellige serviceydelser og reservedele, der er nødvendige for at drive og vedligeholde geotermianlægget.

9 PROJEKTPLAN

Da geotermiprojekter er langvarige og komplekse er det nødvendigt med en grundig planlægning af den proces- og tidsmæssige sammenhæng mellem de mange aktiviteter og beslutningspunkter.

9.1 GENERISK TIDSPLAN

Dette afsnit beskriver en generisk tidsplan for et geotermiprojekt samt nogle af de principper, der kan lægges til grund ved opstillingen af en tidsplan for et konkret projekt. Generelt har det en afgørende stor betydning og værdi i et stort anlægsprojekt, at der sker en grundig planlægning og løbende opfølgning. Dette gælder i særdeleshed også i et geotermiprojekt. Mange af de usikre aktiviteter i projektet, for eksempel i borefasen, bliver endnu mere risikable, hvis der ikke på forhånd er foretaget en god planlægning. En god planlægning er grundlag for, at der i tide kan træffes de rigtige beslutninger, og konsekvenserne af at træffe forkerte eller for sene beslutninger kan være store. Dette understreges også af de detaljerede planer for seismik, boring og indvindingsplaner, som skal godkendes af Energistyrelsen.

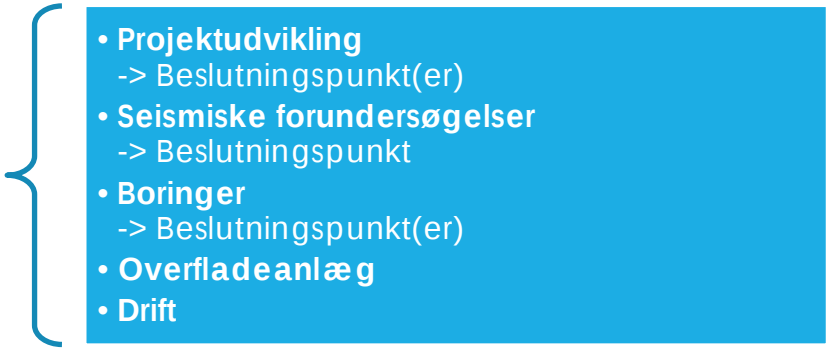
FASEINDELING OG BESLUTNINGSPUNKTER I PROJEKTPLANEN

Som tidligere beskrevet opdeles et geotermiprojekt ofte i adskilte, fremadskridende faser med henblik på at reducere især efterforskningsrisikoen trinvist, inden der træffes beslutning om fortsættelse ind i den næste fase. Det bevirker, at projektets varighed typisk bliver noget længere, end hvis alle dele af projektet kunne beslattes og igangsættes fra starten. Da borefasen først bør beslattes og startes, når de seismiske forundersøgelser er gennemført og afrapporteret, mens overfladeanlægget først bør beslattes og designes, når borerne er testet, vil der opstå nogle faseovergange med naturlige beslutningspunkter i projektet.

Dette er i tråd med Energistyrelsens generiske arbejdsprogram og modellen til trinvis reduktion af efterforskningsrisikoen (se afsnit 4.3).

I den generiske projektplan arbejdes med følgende faser og mellemliggende beslutningspunkter:

Faseindeling i
tidsplan

- 
- **Projektudvikling**
-> Beslutningspunkt(er)
 - **Seismiske forundersøgelser**
-> Beslutningspunkt
 - **Boringer**
-> Beslutningspunkt(er)
 - **Overfladeanlæg**
 - **Drift**

Under borearbejdet vil der typisk ske en opdeling med flere mellemliggende beslutningspunkter som beskrevet neden for. Den mest hensigtsmæssige inddeling af borefasen vil afhænge af flere specifikke forhold i hvert projekt, fx viden om undergrunden samt prisen for mobilisering og demobilisering af boreudstyret, så i det videre beskrives derfor den ovenstående generaliserede model.

GENERISK PROJEKTPLAN

Den generiske projekttidsplan er udarbejdet, så den afspejler et typisk forløb af et geotermiprojekt. Da hvert projekt og hver projektejer er forskellig, kan det mest optimale forløb for et konkret projekt selvfølgelig se anderledes ud, men mange af aktiviteterne og deres rækkefølge/sammenhæng vil kunne genfindes i alle geotermiprojekter. Planen beskriver et forløb, hvor et geotermiprojekt udvikles og etableres på i alt ca. 7 år, målt fra den første idéudvikling starter til anlægget er i drift.

I et konkret projekt vil der typisk være mulighed for at afkorte den samlede varighed af projektet ved i større eller mindre grad at lade faserne overlappe hinanden, så forberedelserne til næste fase starter inden afslutningen af den igangværende. Dette ses for eksempel i den generiske projektplan ved at udbuddet af kontrakten for boreplanlægning og -ledelse sker inden den endelige afrapportering af de seismiske forundersøgelser.

Varigheden af de enkelte aktiviteter bygger hovedsageligt på erfaringer fra tidligere projekter i blandt andet Thisted, på Amager og i Sønderborg.

I gennemgangen af aktiviteterne antages det, at evalueringerne af en afsluttet aktivitet falder positivt ud og at den efterfølgende aktivitet derfor iværksættes.

I de nedenstående grafiske visninger er årene benævnt 1-7. Over hver fase vises aktiviteter vedrørende myndighedsbehandling.

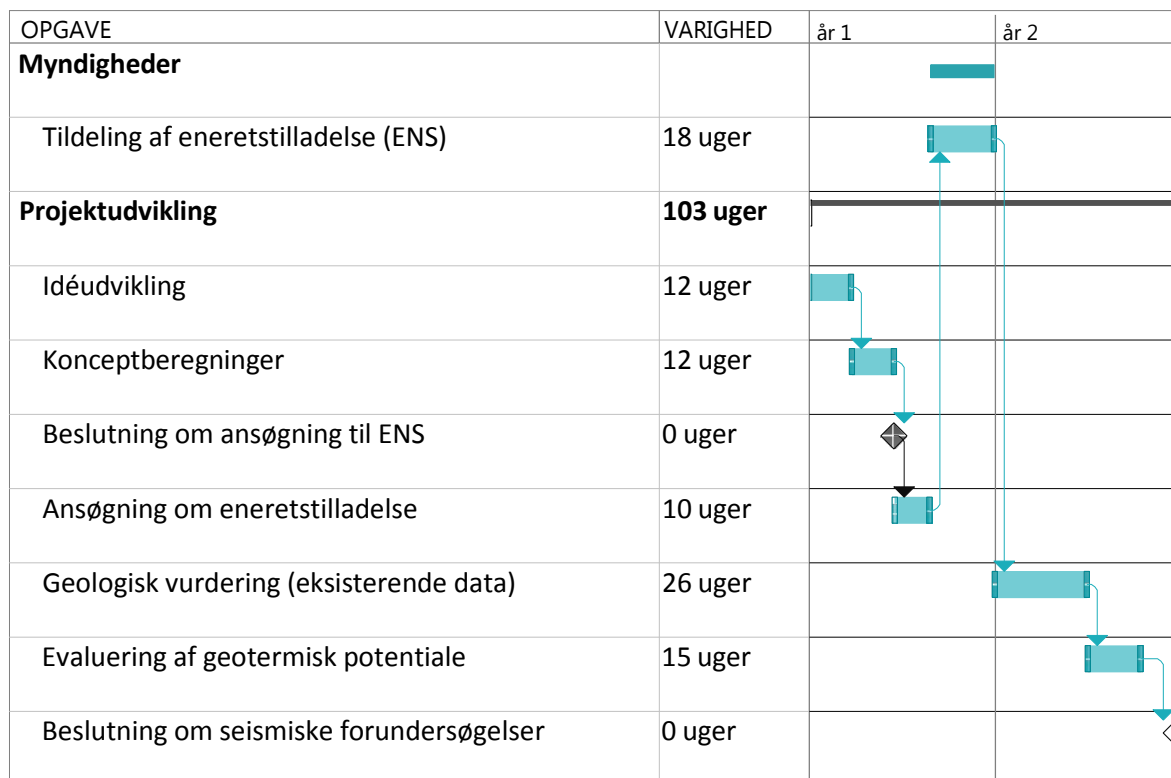
OPGAVE	VARIGHED	år 1	år 2	år 3	år 4	år 5	år 6	år 7	år 8
Myndigheder									
Projektudvikling	103 uger								
Seismiske forundersøgelser	79 uger								
Boringer	97 uger								
Overfladeanlæg	112 uger								
Aflevering til drift	0 uger								

Figur 44: Generisk hovedtidsplan.

PROJEKTUDVIKLING

I projektudviklingsfasen indgår først en vurdering af de første idéer om geotermi i det lokale fjernvarmesystem, hvor der bl.a. indsamles data og foretages konceptberegninger. Såfremt disse indledende vurderinger er positive, udarbejdes og indsendes en ansøgning om tilladelse til efterforskning og indvinding (se også kapitel 3 og 7).

Når en eneretstilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi er opnået, følger aktiviteterne under første punkt i tilladelsens arbejdsprogram, hvor der typisk sker en geologisk vurdering på baggrund af eksisterende data og på baggrund af denne en evaluering af det geotermiske potentiale.

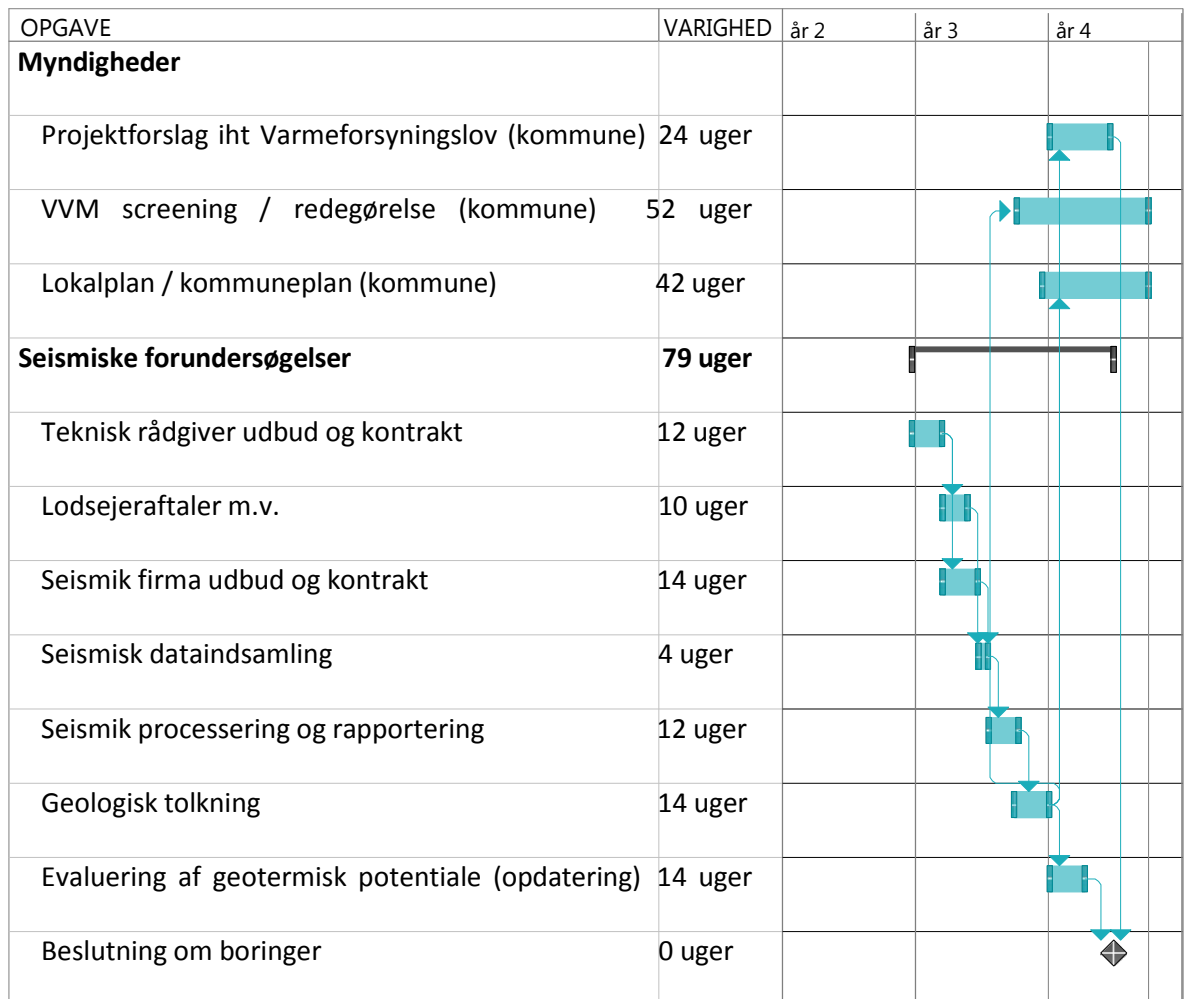


Figur 45: Generisk tidsplan for projektudvikling.

Dette leder frem til en beslutning om at udføre supplerende seismiske undersøgelser, hvis ikke eksisterende seismiske data af god kvalitet og datatæthed forefindes for området, hvilket normalt ikke er tilfældet.

SEISMISKE FORUNDERSØGELSER

De seismiske forundersøgelser starter typisk med, at der indgås en kontrakt med en teknisk rådgiver, der er fortrolig med at planlægge og styre de seismiske forundersøgelser. Typisk vil indgåelse af denne kontrakt, såvel som kontrakten for udførelsen af de seismiske forundersøgelser, være omfattet af EU's udbudsregler, hvilket påvirker varighederne af disse aktiviteter. Endvidere tager processering og geologisk tolkning af de indsamlede data forholdsvis lang tid. Fasen munder ud i en opdateret evaluering af det geotermiske potentiale. På basis af evalueringen kan der opstilles et beslutningsgrundlag og tages stilling til om borefasen skal påbegyndes.



Figur 46: Generisk tidsplan for seismiske undersøgelser.

Mens de seismiske forundersøgelser finder sted, påbegyndes myndighedsbehandlingen i forhold til projektforslag efter Varmeforsyningsloven såvel som VVM-screening og evt. kommune- og lokalplan. Dette skal sikre, at de vigtigste godkendelser er på plads eller i hvert fald er inden for rækkevidde, inden den afgørende beslutning om at påbegynde planlægningen af borearbejderne træffes, eller i hvert fald inden de største og vigtigste kontrakter i forbindelse med borearbejderne indgås. Et sådant overlap mellem aktiviteterne kan spare tid, men indebærer selvfølgelig en risiko for, at en del af myndighedsarbejdet skal revideres, hvis de seismiske undersøgelser viser, at placeringen af det geotermiske anlæg må ændres.

BORINGER

Borefasen startes typisk med, at der entreres med rådgivere indenfor såvel boreledelse som anlæg af borepladsen. Disse kontrakter vil også være omfattet af EU-udbudsreglerne. Derefter følger en design- og planlægningsfase, hvorefter de

større borekontrakter samt kontrakten på etablering af borepladsen kan udbydes.

Parallelt med dette skal der bl.a. indhentes udledningstilladelser (udledning af vand fra test af brøndene) og byggetilladelse (for borepladsen) fra kommunen, og en foreløbig indvindingsplan skal godkendes af Energistyrelsen.

Processerne kan næppe forløbe helt så skarpt adskilt som vist i nedenstående tidsskema, da for eksempel design af borepladsen til en vis grad afhænger af det boreudstyr, som tilbydes og vælges. Valget af borerig kan således give anledning til, at tidsplanen må revideres for at kunne rumme ændringer i den projekterede boreplads.

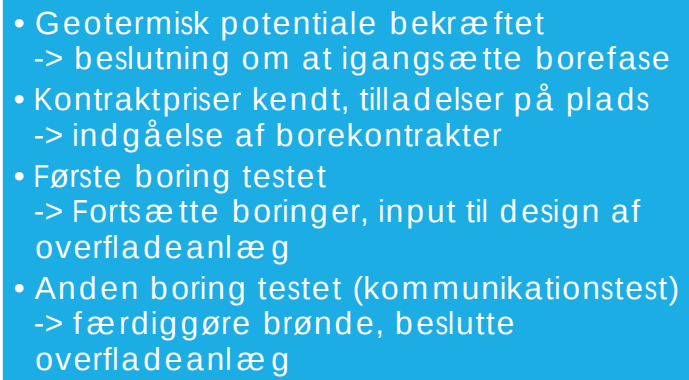
Det er også en mulighed at tilrettelægge forløbet sådan, at der indføres et beslutningspunkt, når planlægning og udbud er gennemført, men inden selve kontrakterne indgås. På dette tidspunkt kan der opstilles et mere sikkert budget for borefasen (kontrakterne), selvom risici vedr. udførelsen og geologien stadig indgår.

Som det fremgår af den generiske tidsplan testes den første boring, når den er udført. På baggrund af testresultaterne træffes der beslutning om boringen af den næste brønd. Derfor omtales den første boring ofte som en efterforskningsboring. Når denne er udført og testet, beslutes det, hvorvidt og hvordan man vil bore den/de efterfølgende brønde. Efterforskningsboringen vil endvidere give viden til brug for planlægningen af den videre boreproces og til brug for det foreløbige design af overfladeanlægget.

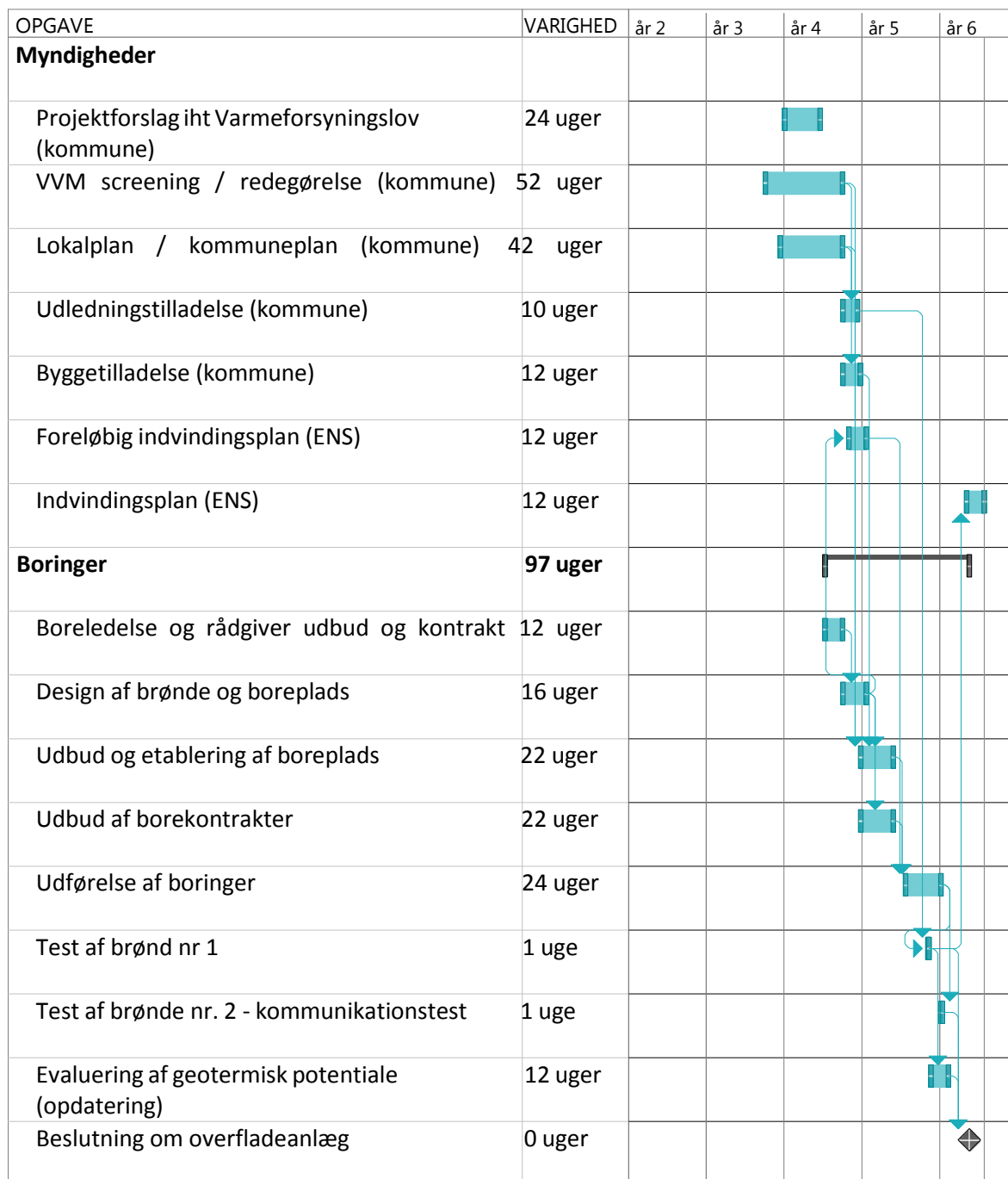
Når boring nummer to er udført, testes kommunikationen mellem de to brønde, det vil sige en måling af, hvor god den hydrauliske forbindelse mellem brøndene er. På dette tidspunkt vil projekteringen af overfladeanlægget hvile på et mere sikkert grundlag, idet brøndenes ydeevne og den forventede varmeproduktion nu kendes langt mere præcist. I de fleste tilfælde kan projekteringen af overfladeanlægget dog med en vis sikkerhed påbegyndes, inden borefasen slutter, så projektets samlede varighed kan kortes noget ned. I tilfælde af, at de hydrauliske test er væsentlig dårligere end forventet, kan det være nødvendigt igen at evaluere projekteringen af overfladeanlægget. Ved ringe trykstøtte mellem brøndene kan det f.eks. være nødvendigt at bore endnu en brønd eller operere med lavere flowrater end først antaget.

Oprensning og renpumpning af brøndene samt montage af dykpumpen, er ikke vist i den generiske tidsplan, idet disse aktiviteter typisk først udføres hen imod afslutningen af etableringen af overfladeanlægget, umiddelbart inden idriftsættelsen af det samlede geotermiske anlæg.

Eksempel på
beslutningspunkter
i borefasen

- 
- Geotermisk potentiale bekræftet
-> beslutning om at igangsætte borefase
 - Kontraktpriser kendt, tilladelser på plads
-> indgåelse af borekontrakter
 - Første boring testet
-> Fortsætte boringer, input til design af overfladeanlæg
 - Anden boring testet (kommunikationstest)
-> færdiggøre brønde, beslutte overfladeanlæg

I ovenstående eksempel er kun beslutninger ved positive udfald vist. Ved negative udfald vil det naturligvis være relevant at tage andre beslutninger.



Figur 47: Generisk tidsplan for boring af brønde.

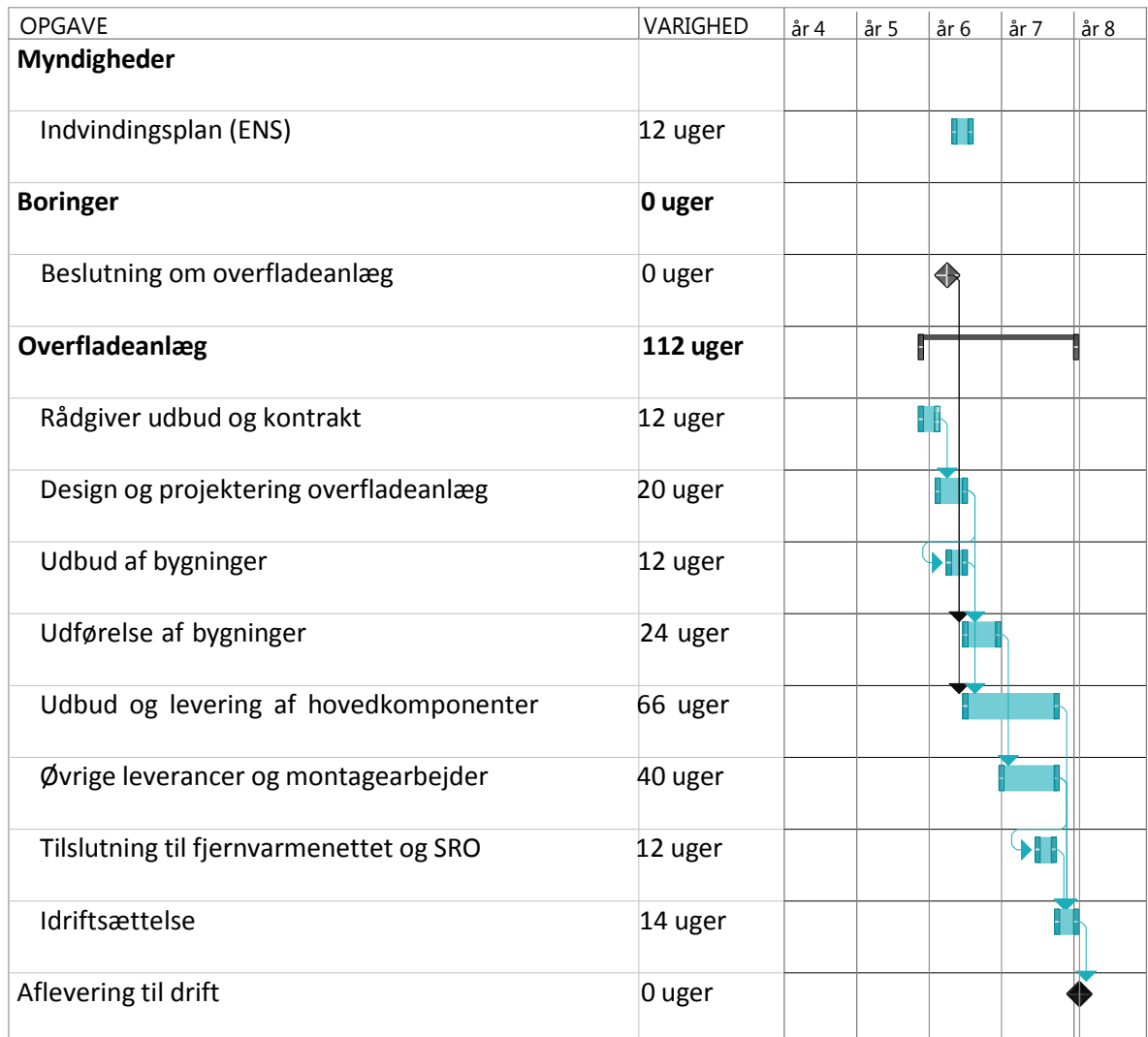
OVERFLADEANLÆG

Det forudsættes her, at der er udført en detailprojektering af overfladeanlæg-gene og evt. udbud af bygningerne, inden beslutningen om etablering tages.

Bygningen af overfladeanlæggene til geotermi kan i omfang og kompleksitet sammenlignes med etablering af andre større fjernvarmeforsyningsanlæg, hvor der både skal etableres bygninger, større maskin- og procesanlæg samt tilslutninger til fjernvarmenettet, styring m.v. I en situation, hvor der afvikles mange pa-

rallele kontrakter, er tidsplanen i høj grad følsom for, hvordan opgaven projekteres, planlægges og styres.

Der vil typisk være ganske lange leveringstider på nogle af de mere specielle komponenter til overfladeanlægget, hvilket kan være afgørende for den videre planlægning. Derudover skal en del af montagearbejdet foregå på stedet, hvilket kan være tidskrævende. Ligeledes kan idriftsættelsen erfaringsmæssigt tage relativt lang tid, idet der er tale om en høj grad af specialdesignede anlæg og komponenter, der er sammenbygget til et komplekst system.



Figur 48: Generisk tidsplan for etablering af overfladeanlæg.

10 ORDLISTE

Neden for findes en liste over hyppigt anvendte fagtermer og -forkortelser. Listen er ikke udtømmende, og der kan i visse tilfælde være flere anvendelser af den samme forkortelse. Der henvises også til afsnit 3.5, hvor der er en forklaring på navngivningen af en række af de komponenter, som indgår i boreriggen.

BHA	Den forreste del af borestrengen, som ud over selve borehovedet kan indeholde en motor, diverse måleudstyr, hydrauliske hamre, ekstra tunge borerør, mv. (Bottom Hole Assembly)
BOP	Sikkerhedsanordning mod udblæsninger fra de borede formationer (Blow Out Preventer)
Casing	Forerør, som går helt til overfladen
Completion	Udbygning eller færdiggørelse af brønden i reservoiret
Conductor	Den første, ofte kort sektion af forerør, som blandt andet har til formål at styre borehovedet i de øverste, bløde lag
Dm	Måleenhed for transmissiviteten (de vandledende egenskaber), der beregnes som permeabiliteten (målt i Darcy, D) multipliceret med lagtykkelsen (målt i meter, m)
Liner	Forerør, som hænger nede i brønden og ikke går helt til overfladen
Lithologi	Læren om stenarterne
Logging, log	Måling foretaget i brønden
LWD	Måling af en fysisk egenskab ved formationen, foretaget i brønden under borearbejdet med måleudstyr, som indgår i BHA (Logging While Drilling)
mMDRT	Meter målt dybde langs brøndsporet i forhold til boredækket (Measured Depth relative to Rotary Table)
mTVDSL	Meter lodret dybde i forhold til middelhavvandstand (True Vertical Depth relative to Mean Sea Level)
mTVT	Meter lodret tykkelse (True Vertical Thickness)
MWD	Måling af fx boringens retning ved hjælp af måleudstyr, som indgår i BHA
NPT	Ikke-produktiv tid (Non Productive Time)
ROP	Borehastighed (Rate of Penetration), måles normalt i meter pr. time
Skin	Et udtryk for tryktabet i overgangen mellem reservoir og brønd; kan for eksempel skyldes belægninger/tilstopninger på indersiden af borehullet
Stratigrafi	Læren om bjergarters lagdeling, aflejringsforhold og alder
TWT	Seismisk løbetid (Two Way Time)
Wireline logging	Måling af en fysisk egenskab ved formationen, foretaget i brønden efter borearbejdet med måleudstyr, som sænkes ned ved hjælp af en stålwire (wireline)

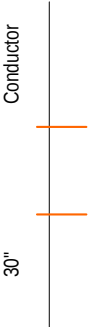
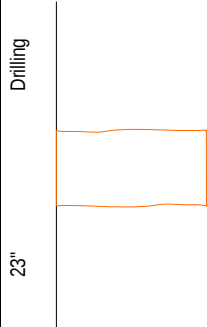
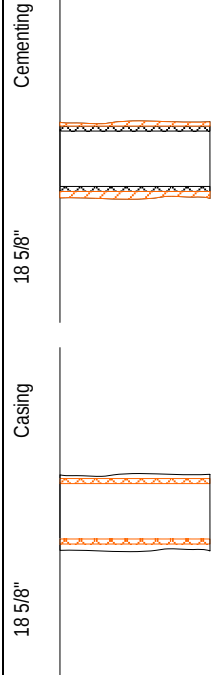
11 REFERENCER

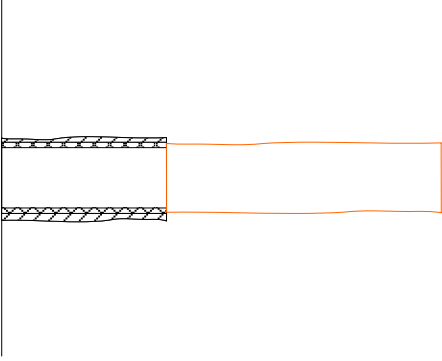
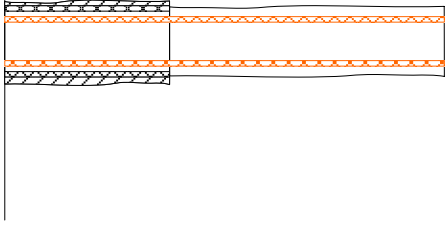
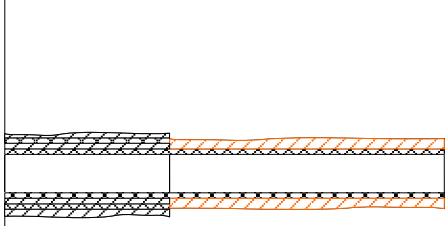
- CTR, KE og VEKS. (2011). *Varmeplan Hovedstaden 2*. CTR, KE og VEKS.
- Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab. (2011). *2011-07 Redegørelse vedrørende forsikring af geotermiske reserver*. Dansk Fjernvarmes F&U konto. Hentet fra <http://www.geotermi.dk/getfile.php?objectid=70626>
- (1996). *Energi 21*. København: Miljø- & Energiministeriet.
- Energistyrelsen. (2012). *Technology data for energy plants*. Energistyrelsen & Energinet.dk.
- GEUS. (2009). *Vurdering af det geotermiske potentiale i Danmark - 2009/59*. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelser.
- Lichtenberg, S. (2000). *Proactive management of uncertainty using the successive principle*. København: Polyteknisk Forlag.
- Mahler, A. e. (3-7. June 2013). Geothermal Energy Use, Country Update for Denmark. *Conference papers*.
- Mathiesen, A. e. (2009). *Vurdering af det geotermiske potentiale i Danmark*. København: GEUS.
- Michelsen, O. (1981). *Kortlægning af potentielle geotermiske reservoirer i Danmark*. DGU.
- Olsen, S. B. (2011). *Guide to Hydrocarbon Licences in Denmark – Exploration and Drilling*. København: Energistyrelsen.
- Rambøll o.a. (2010). *Varmeplan Danmark 2010*. Dansk Fjernvarmes F&U konto.

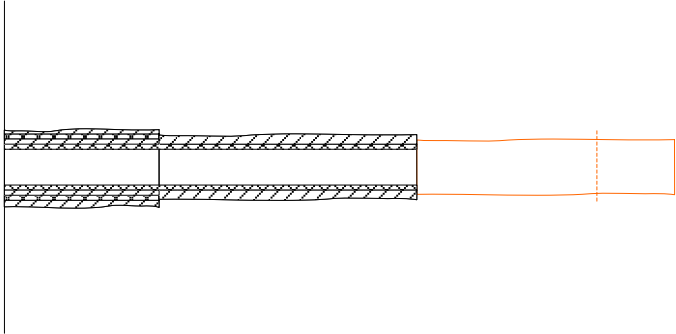
Bore faser

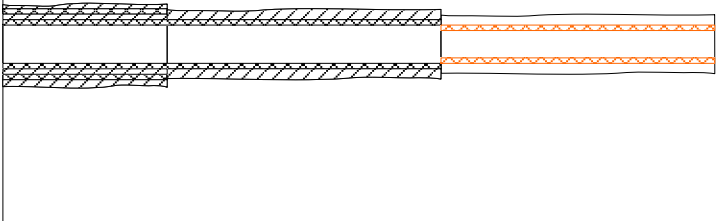
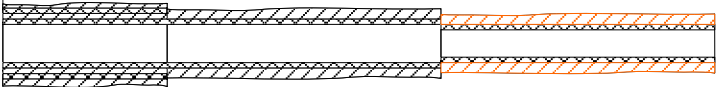
Det følgende forklarer en generisk boreoperation af en geotermisk brønd.

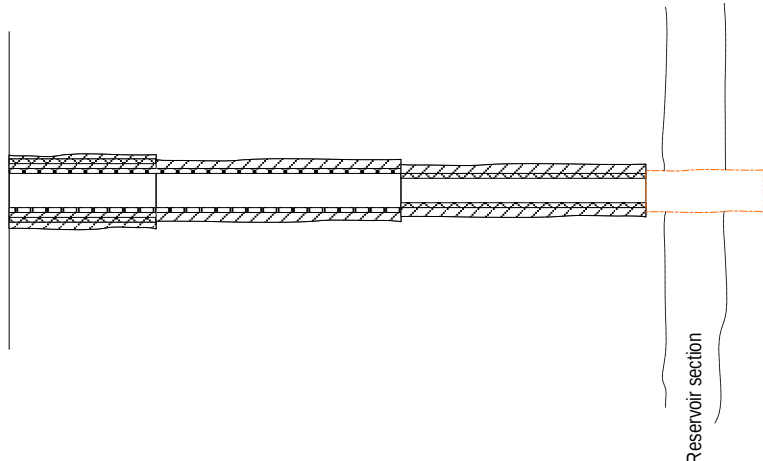
Illustrationen er baseret på en vertikal brønd, uden afbøjning.

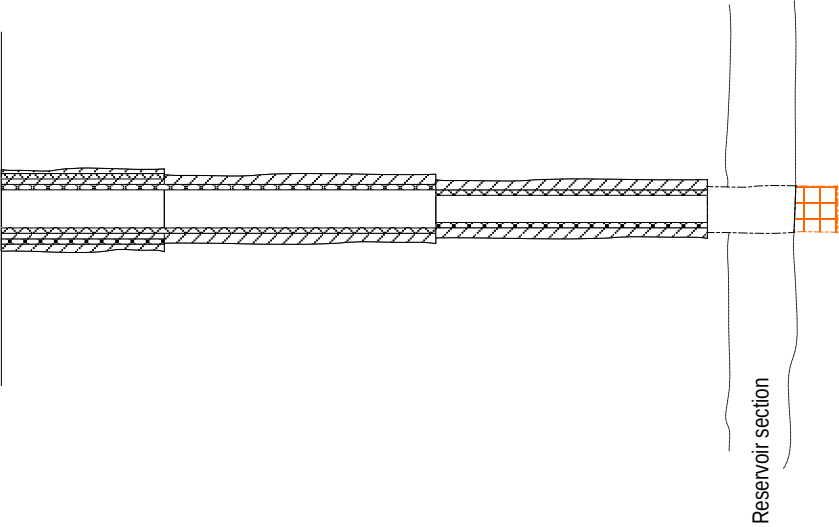
Faser	Illustration	Glossary	Forklaring
Sæt konduktor til ~25 – 50m			
- Samle 23" bore streng - Lave BHA - RIH - Bor til 300m - Cirkuler bore væske ud og fyld efter med mudder - Pumpe OOH - Tag borestreng tilbage		BHA = Bottom Hole Assembly RIH = Run In Hole TD = Total Depth OOH = Out Off Hole	23" hullet bores gennem konduktoren. Der bores til 300m , efterfølgende renses og stabiliseres hullet med bore mudder og borestreng trækkes ud.
- Samle casing for 18 5/8" - kør 18 5/8" til 300m - Tøm annulus for mudder - Mix, pump og placer cement i annulus - POOH		Annulus = rummet mellem casing og borevæggen POOH = Pull Out Off Hole	18 5/8" casing samles, køres i hullet. Bore mudder tømmes ud og casing cementeres fast i hullet

• Samle 17 1/2" bore streng • Lav BHA • Bor til 1100m • Cirkuler bore væske ud og fyld efter med mudder • Pumpe OOH • Tag borestreng tilbage	17 1/2" Drilling 	17 1/2" hullet bores gennem 18 5/8" casing. Der bores til 1100m , efterfølgende renses og stabiliseres hullet med bore mudder og borestreng trækkes ud.	
• Samle casing for 13 3/8" • Kør 13 3/8" til 1100m (~8 jnt/h) • Sæt casing slips • Tøm annulus for mudder • Mix, pump og placer cement i annulus • POOH • Nipple up og test BOP	13 3/8" Casing  13 3/8" Cementing 	13 3/8" casing samles, køres i hullet. Vægt af casing holdes med casing slips. Bore mudder tømmes ud og casing cementeres fast i hullet. Brøndkontrol udstyr sættes	jnt/h = casing joints per hour Casing slips = clamps for holding casing Nipple up = well equipment on well head BOP = Blow Out Preventer

• Samle 12 1/4" bore streng • Lav BHA (funktionstest MWD hvis indskrevet i procedure) • RIH • Test BOP • Bor til 2000m • POOH (BHA skifte) • Lav BHA • RIH • Test BOP • Bor til 2700m • Cirkuler bore væske ud og fyld efter med mudder • Pumpe OOH • Tag borestreng tilbage	12 1/4" Drilling 	MWD = Measure While Drilling	12 1/4" hullet bores gennem 13 3/8" casing. Der bores til 2000m , borehovedet trækkes ud og roller cone bit udskiftes nyt bit udstyret til de pågældende geologiske forhold i hullet. Der bores videre til 2700m. Efterfølgende renses og stabiliseres hullet med bore mudder og borestrengen trækkes ud. Hele operationen sker gennem brønd kontrol udstyret.
---	---	------------------------------	--

• Samle liner for 9 5/8" • Kør 9 5/8" til TD (~8 jnt/h) • Sæt liner med borestreng • Tøm annulus for mudder • Mix, pump og placer cement i annulus • POOH • Nipple up og test BOP	9 5/8" Liner 9 5/8" 	9 5/8" Cement 9 5/8" 	9 5/8" liner samles, køres i hullet. Liner køres i hullet for enden af borestrengen. Bore mudder tømmes ud og casing cementeres fast i hullet. Brøndkontrol udstyr sættes
---	--	---	---

• Samle 8 1/2" bore streng • Lav BHA (funktionstest MWD hvis indskrevet i procedure) • RIH • Test BOP • Bor til 3000m • Cirkuler bore væske ud og fyld efter med mudder • Pumpe OOH • Tag borestreng tilbage			8 1/2" hullet bores gennem 9 5/8" liner. Der bores til 3000m , efterfølgende renses og stabiliseres hullet med bore mudder og borestreng trækkes ud.
• Samle wireline downhole værktøjer • kørsel1 (CCL) • kørsel2 (Gamma) • Træk ud • Gennemgå logs		Wireline = Equipment RIH on 'electrical wire' CCL = Casing Collar Locator Gamma = Gamma radiation counter	Logging/Måling af hullet, med kørsel med wireline værktøjer. Disse måler diameter, temperatur, gamma stråling og andre værdier som defineret i bore programmet.

• Samle cement udstyr • Mix, pump og placer cement under produktionsformationen • Vent på cement størkner • RIH og 'rør' cement	Cementing 	Tag = touch	Boring af 8 1/2" hullet går gennem reservoir formationen og mellem 20 – 40 m ind i den underliggende formation. For ikke at få indstrømning af sand eller andet, cementseres tilbage til nederst liggende lag af produktionsformationen. Efter cementeringen køres i hullet og cement toppen berøres sådan at dybder passer med måle resultaterne.
--	---	-------------------------------	--

• Samle lower completion udstyr • RIH • Sæt udstyr i OH sektion • POOH • Samle upper completion udstyr • RIH • Sæt udstyr i top sektion	The diagram illustrates a well completion system. At the bottom, the 'Reservoir section' is shown with a blue arrow indicating fluid flow into the well. Above this is the 'Completion section', which includes several components: a 'POOH' (Production Operation Hole) section, a 'RIH' (Running In Hole) section, and an 'ESP' (Electric Submersible Pump) section. The 'Completion' section is further divided into 'lower completion' and 'upper completion' sections. The 'lower completion' section includes a 'POOH' and a 'RIH' section. The 'upper completion' section includes a 'RIH' and an 'ESP' section. The 'ESP' section is located at the top of the well, near the 'OH' (Open Hole) section. The 'OH' section is the topmost part of the well, which is open to the surface. The 'Completion' section is the part of the well that is completed with various tools and equipment. The 'Reservoir section' is the bottom part of the well, which is the source of the fluid being produced.	Completion OH = Open Hole	Completion udstyr sættes i to stadier. Først sættes 'slotted liner' eller 'perforated liner' i OH sektionen. Gennem dette produceres vandet. Lineren er udviklet til at hindre større partikler i at blande sig med produktionsvandet. Efterfølgende sættes ESP'en. Pumpen sættes nede i brønden på et interval som sikre at den er under bobblepoint, hvor den effektivitet vil være forringet pga. vortexeffekter.
---	--	---	--

Level	Hazard	Cause	Effect	Category	Initial			Risk Reduction Measures / Contingencies	Final risk		
					L	C	R		L	C	R
General	L1	Insufficient planning condition	Lack of commitment from the steering committee		d	4	4	Full commitment from steering committee in due time for proper continuous planning of the well	b	4	M
	L1	Insufficient planning condition	Steering committee commitment too late in project		d	4	4	The project will continue buying equipment and applying for permits as we cannot wait for steering committee approvals.	b	4	M
	L1	Insufficient planning condition	Insufficient uninterrupted planning time due to lack of commitment in due time. Total planning time is 16 weeks for the cement		d	4	4	Assign additional resources to perform an additional peer review prior to ordering equipment. 8 weeks required from AFE is signed (full commitment) until spud. Some suppliers needs money upfront prior to delivery.	b	4	M
	L1	"Early" rig arrival	Drilling site not ready to receive rig upon rig arrival, due to winter conditions during site construction		c	4	M	Postpone spud date. Alternatively, allocate additional resources. The major concern is mainly financial if suspension rates have to be paid to rig contractor.	c	3	M
	L2	Hazardous materials on the rig site	Storage of hazardous materials on site (explosives and radioactive sources)		c	4	M	Fence in the rig site and have 24 hr access control. Use enclosed area for the storage and notify the emergency services in case of a rig site emergency occurring.	b	4	M
Rig up	L2	Kicks and well control	Well control situation		b	3		Use certified well control equipment and IMVCF procedures for killing the well	a	3	
	L1	Project start in Winter period	Un-prognosed gas/oil at pressure		c	3		Follow weather forecast to prepare rig for snow and frost. Apply winter drilling practice in case of frost. Mobilise Heaters to heat equipment in risk of freezing. Consider adding salt to the mud. Note: only applicable for 17 1/2" Hole, no salt to be added when drilling 23" hole through drinking water zone.			
	L1	Uncertainties in the geological model	Late design changes		d	4	4	Re-work process from challenge design phase according to TRW	b	4	M
	L3	Work at height, high level of activity	Incidents and/or near misses		d	3	M	Use PTW, toolbox talks and pre job meetings, supervision and coordination of activities.	a	2	
	L3	Handling of 30" LP riser	Big and heavy		d	4	4	Confirm rig contractors working at height policy.	c	2	
Spud	L3	Truck, cranes and lifts on location	Harm to people		c	3	M	Tool box talk and good supervision. PTW	c	1	
	L3	Poor / Insufficient hole cleaning	Harm to people		c	3	M	Ensure separation of walking and driving traffic - highlight walkways. Ensure none essential personnel off location. No reversing trucks without bankman.	b	4	M
	L3	Any hole enlargement will reduce annulus velocity. Spud mud.	Stuck pipe.		c	3	M	Restrict ROP to 30m/hour but reduce this if the hole appears to be loading up with cuttings.	b	2	
	L3	Mud losses while drilling	Large mud consumption. Poor cement job		c	4	M	The formation is expected to be clays, which may disperse into the mud, plus coarse sand/gravel. Dump and dilute as necessary to keep the active system mud density below 1.18 SG. Mud will be mixed mainly with Bentonite at 1.03 SG but dispersion of clays will be used to reduce mud losses.	b	3	
	L3	Weak formations	Stuck pipe.		c	4	M	Restrict ROP and control mud properties to ensure good hole cleaning and low ECD. Ensure information learned is transferred to subsequent wells.	b	4	M
RUN AND CEMENT 18-3/8" CASING	L3	Wellbore instability	Bit bouncing, erratic torque, vibrations.		c	2		Good connection practices to be used. Start and stop the pumps slow to avoid sharp pressure transitions on the hole.	b	2	
	L3	Risk of boulders - include bit bouncing.	Stuck pipe		c	3	M	Don't carefully past any boulders, ream past and take a survey with the bit next to the boulder depth to verify that the well hasn't kicked off as a result.	b	3	
	L3	Cuttings on top of BHA	Stuck pipe		c	3	M	Pick up and ream down 1 single or 1/2 single? before making connections, to get cuttings circulated above the BHA.	b	3	
	L3	Pebbles in concrete used to cement conductor	Stuck pipe		c	2		Avoid pebbles in concrete, drill with low flow and slow ROP. Use spud mud	b	3	
	L3	Loose pebbles jamming assy on stabiliser foundation	Stuck pipe		c	2		Tool box talk and good supervision.	c	2	
RUN AND CEMENT 13-3/8" CASING	L3	Big and heavy	Loss of hydrostatic head, hole instability		d	4	4	Adjust running speed if losses are observed. Perform swab and surge calcs prior to the job.	b	1	
	L3	Surge pressures, weak formations	Incident or near miss		c	2		Tool box talk and good supervision. PTW. Ensure casing fully supported by "load ring" or set cement. Use certified welders only and perform NDT of the welds. Use adequate ventilation in the welding habitat.	b	3	
	L3	Work in a confined space	No cement to surface leaving aquifer exposed		d	4	4	Use cement company's pumping schedule, top fill contingency	a	2	
	L3	Weak formations	Very hard and slow drilling. Destruction of PDC bits. Bit trip.		c	2		Use TCI bits, adjust drilling parameters during chert drilling.	b	2	
	L3	Geological formation	Shallow gas kick		b	5	M	No closures seen on seismic, and no closures. Monitor gas level trends, mud temperature, flow out and pH level. Decrease ROP if trends increase from normal and maintain high pump rate. If in doubt, stop drilling and continue pumping until gas levels decrease to normal. Never stop the pumps to flow check until gas levels are normal.	a	5	M
Drill 17-1/2" hole	L3	Geological deposit	Hole instability.		c	2		Calculate ECDs using virtual hydraulics and adhere to MW restriction of 1.2 sg. Make a plan for lost circulation and cross check with DDOs both as design and total losses. Volume control.	b	2	
	L3	Weak formations.	Harm to people		d	4	4	Tool box talk and good supervision. PTW.	c	2	
	L3	Big and heavy	Harm to people		d	4	4	Ensure connections in the temporary lines have safety chains installed. Keep personnel away during testing.	a	4	
	L3	Pressure testing of cement lines.	Mud full of cement/mud.		b	3		Calculate surge pressures prior to running and adhere to running speed	a	3	
	L3	Surge pressures, weak formations	No cement to surface leaving aquifer exposed		b	4	M	Adhere to Cement contractors pumping schedule and adjust if actual formation strength is lower than proposed. Top fill contingency. 13 3/8" shoe to be set shallower than originally planned to increase chance of gelation cement to surface with out losses.	a	4	
RUN AND CEMENT 13-3/8" CASING	L3	ECD or high static pressure of cement in place, weak formations	In adequate cement to surface leaving aquifer exposed		b	4	M	Top fill contingency if flow from chalk seen during cement setting	a	4	
	L3	Slight over pressure in chalk.	Cellar full of cement/mud.		d	2	M	Have a back up pump ready if the primary cellar pump stops during cementing. Luce cellar with sugar.	a	2	
	L3	Primary cellar pump stops	Failed pressure test		c	4	M	Plastic sticks or secondary seal	a	4	
	L3	Leaking seal	Lack of integrity in casing		c	4	M	Collaps pressure of 13 3/8" Ø8ppr. K05 is 134 bar SF 80% = Prest 100 bar OK	a	4	
	L2	Exceeding collapse pressure of casing.	Stop to cure losses								
Drill 15-1/2"	L3	Weak formations, ECD	Stop to cure losses		d	4	4	Set 13 3/8" in competent formation, use hydraulic calculations to stay below ECD limits, keep MW below 1.2sg (1.15sg best)	b	4	M
	L3	Hole instability, low MW due to weaker formations above	Stuck pipe, back off, side track, check trips		c	3	M	Ultimately the contingency design may be used running 9.5sf early. Ensure any learning is transferred to subsequent wells.	b	4	M
	L3	Gettings stuck due to Fjerrislev clay	Stuck pipe, back off, side track, check trips		c	3	M	Ensure mud is in adequate spec, inhibited and increase mud weight.	b	3	

SUCCESSIV KALKULATION

Metoden Successiv Kalkulation (Lichtenberg, 2000) gør det muligt at opstille et brugbart estimat af anlægsbudgettet og dets usikkerhed, uden på forhånd at være nødt til at lave en detaljeret opdeling og beskrivelse af projektet. Budgettet er sandsynlighedsbaseret (probabilistisk), hvorved resultatet præsenteres som middelværdi og standardafvigelse i en normalfordeling.

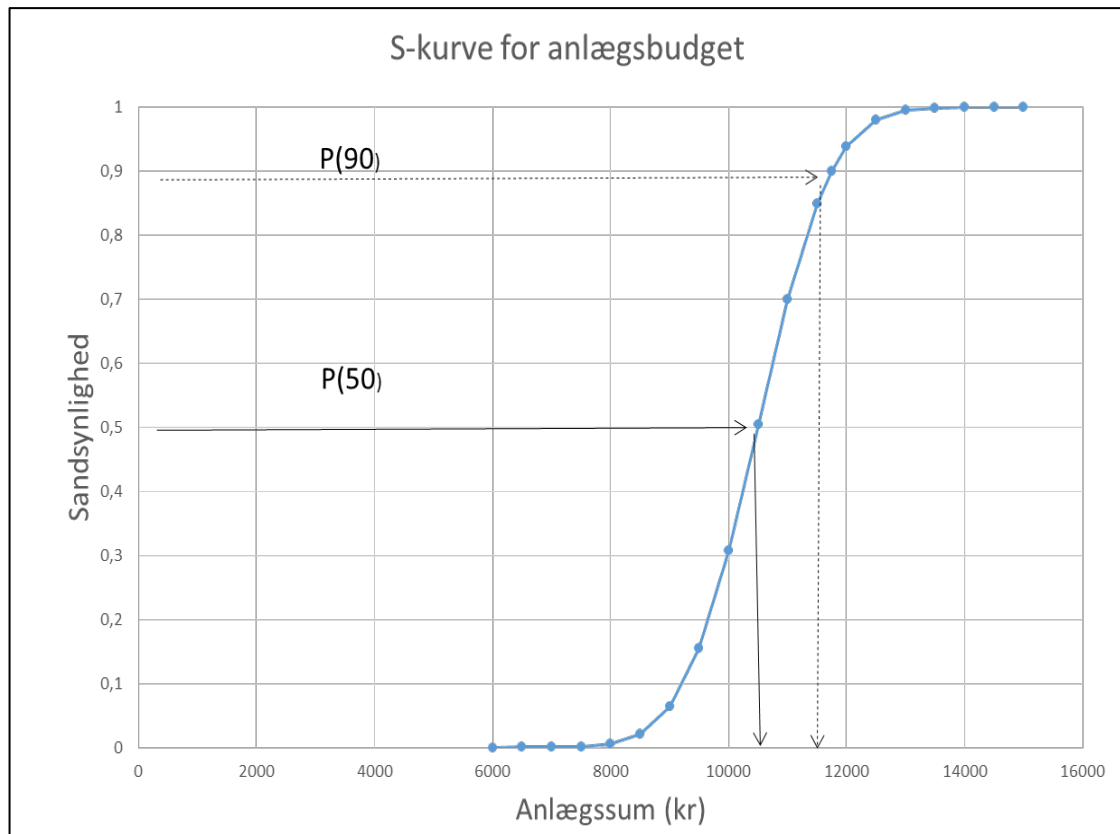
Med den rette erfaring og fremgangsmåde er det således muligt med en begrænset indsats at opnå et godt og robust bud på anlægsbudgettet for et geotermianlæg. Og hvad der er ligeså vigtigt: Man kan blive klar over, hvor stor usikkerheden på estimatet er, og hvilke poster i budgettet, der eventuelt kan arbejdes videre med for at reducere den samlede usikkerhed.

Der er altså tale om en metode, hvormed usikkerheden i projektet løbende kan reduceres og dermed styres.

I relation til faseopdelingen i et typisk geotermiprojekt vil det for eksempel være muligt at detaljere den kommende fase i projektet (som der skal træffes beslutning om), mens de efterfølgende faser forbliver forholdsvist groft opdelt og dermed usikre, da usikkerheden på disse alligevel først kan reduceres senere i projektet.

Resultatet af beregningen kan præsenteres som en akkumuleret sandsynligheds-kurve (ofte kaldet en S-kurve på grund af formen), der viser fraktilerne for budgettet.²

² S-kurven svarer til den, der genereres i Monte Carlo-simuleringen, men er blot vist med x-aksen vendt så de største værdier er længst til højre.

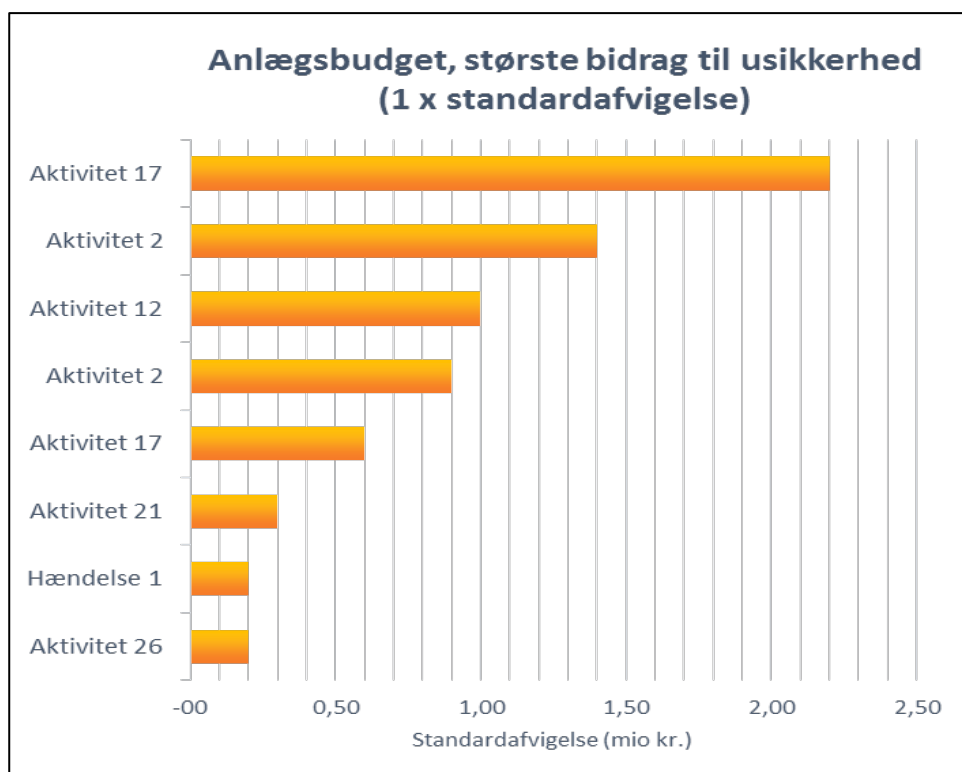


Figur 49: Eksempel på S-kurve beregnet ved hjælp af Successiv Kalkulation.

Da normalfordelingen er symmetrisk, vil 50 % fraktilen, også kaldet $P(50)$, være sammenfaldende med middelværdien, som også er den mest sandsynlige værdi.

Tilsvarende er $P(90)$ den budgetsum, der med 90 % sandsynlighed ikke overskrides, dvs. 90 % fraktilen. Da en normalfordeling er symmetrisk, er der dermed lige stor sandsynlighed for at projektet bliver en given procentdel billigere som dyrere end middel. Dette er naturligvis udtryk for en forsimpning af virkeligheden.

Udover S-kurven illustreres budgettet typisk med en opgørelse af, hvilke poster i budgettet, der bidrager mest til den samlede usikkerhed på anlægsumbudgettet.



Figur 50: Opgørelse af de største bidrag til usikkerheden i et budget beregnet med Successiv Kalkulation.

Opstilling af et anlægsbudget ved hjælp af Successiv Kalkulation er detaljeret beskrevet i (Lichtenberg, 2000), og det følgende skal kun tages som en overordnet introduktion. Processen varetages typisk af en gruppe, der tilsammen har erfaring med de relevante faglige områder.

Fra starten udføres en relativt grov opdeling af projektets elementer, idet det tilstræbes, at disse gøres statistisk uafhængige. Det kunne for eksempel være:

Eksempel på grov opdeling af anlægsbudget i geotermiprojekt

- Indsamling af seismik
- Projektering
- Køb af grund
- Bygninger
- Udførelse af borer
- ...

Typisk opdeles anlægsbudgettet i højst 20-40 poster.

Samtidig opstilles en liste over generelle forhold i projektet, som påvirker mange eller alle budgetposter og er forbundet med usikkerhed, for eksempel:

Eksempler på
generelle forhold

- Leverandørmarked og konkurrence
- Myndighedsgodkendelser
- Projektets organisering
- Politiske forhold - lovgivning
- Forsikringsforhold
- Finansiering
- ...

De generelle forhold er med til at definere forudsætningerne for budgettet. Hvis man for eksempel forudsætter, at lovgivningen er uændret under etableringen af anlægget, vil mulige ændringer kunne give en usikkerhed for hele projektet.

For hver af budgettets poster og for hvert af de generelle forhold angives nu tre skøn:

- En forventet værdi, (den mest sandsynlige værdi)
- En absolut maksimum værdi, P(99)
- En absolut minimum værdi, P(1)

For budgetposterne udtrykkes skønnene i absolutte værdier (kr.), mens de generelle forhold udtrykkes relativt (procentvis) svarende til deres totale indflydelse på estimatet. Det understreges, at maksimum- og minimumværdierne vitterlig skal være udtryk for gruppens mest ekstreme skøn.

Ved at definere de generelle forhold har man samtidig angivet en referencesituation for projektet, og de skøn for afvigelserne, som opstilles, vil dermed udtrykke usikkerhederne som virkningen af at afvige fra referencesituationen.

Ved hjælp af simple empiriske formler omregnes de tre skøn til en middelværdi M og spredning S for hver post i budgettet.

Middelværdi og
spredning for en
budgetpost

- $M = (P(1) + 3 \times P(50) + P(99))/5$
- $S = (P(99) - P(1)) / 5$

Det bemærkes her, at middelværdien for en post godt kan ligge højere end det estimat, der blev angivet som den mest sandsynlige budgetværdi. Med andre ord kan det afspejles, at en given post oftere ender med at blive dyrere end billigere i forhold til den først antagne (mest sandsynlige) budgetværdi. Derved kan man undgå en af de formentlig mest almindelige fejl i budgetlægning nemlig tendensen til at tro, at summen af positive afvigelser opvejes af summen af

negative (jf. "gyngerne og karrusellerne"), og dermed tendensen til at budgettere for optimistisk.

Under forudsætning af statistisk uafhængighed kan den kombinerede middelværdi og standardafvigelse for budgettet derefter findes og udtrykkes, fx som vist i ovenstående S-kurve.

Når det første resultat er fundet, kan det successive princip efterfølgende bruges til at underopdele den/de post(er), der bidrager mest til den samlede usikkerhed, hvormed detaljeringsgraden samtidig øges. Hver af de underopdelte poster angives med et tre-dobbelt skøn, hvorved middelværdi og spredning kan beregnes.

Eksempel på
successiv
detaljeringsgrad
af
budgetpost

- 1. Pris for seismiske forundersøgelser =
- 1.1 Pris for projektering m.v. +
- 1.2.1 kilometer seismik linjer x
- 1.2.2 pris pr km seismik linje

Da usikkerhederne på underopdelte poster stadig skal være statistisk uafhængige, vil opdelingen som regel bevirke, at den kombinerede usikkerhed på overposten bliver reduceret.

Budgettet detaljeres altså kun på de områder, hvor det hjælper til at gøre det samlede budget mere sikkert.

Grænsen for, hvor meget usikkerheden kan reduceres, nås typisk, når en eller flere af de generelle forhold bidrager mere til usikkerheden end den største af de øvrige budgetposter.

For geotermiprojekter kan det for eksempel være usikkerheden på prisudviklingen i olie-/gasbranchen, der typisk er bestemmende for priseniveauet på at udføre seismik, geotermiske borer og samt dele af udstyret til overfladeanlægget. Det vil således ikke give meget mening at prøve at reducere en usikkerhed på +/- 10 % på varigheden af borerne, hvis den generelle usikkerhed på priseniveauet for borearbejde udført fx 3 år ude i fremtiden er skønnet til +/- 25 %.

Fordele og ulemper ved successiv kalkulation

Successiv kalkulation er en metode, der med succes har været benyttet i større anlægsprojekter gennem mere end 20 år. Den gør det muligt at beregne og angive usikkerheden i et anlægsbudget på en forholdsvis enkel og fleksibel måde.

de, og den vil kunne detaljeres løbende gennem projektet i takt med, at de enkelte faser gennemføres. Herunder kan ændringer i projektets forudsætninger let indføres i budgettet.

Metoden tager også højde for usikkerhederne på generelle forhold, og lægger vægt på værdien af gruppeprocesser.

Blandt ulemperne ved metoden er, at den ikke kan tage højde for større enkeltstående (enten/eller) risici. Resultatet vil altid være en pæn og symmetrisk normalfordeling, hvorimod poster med enkeltstående risici som for eksempel udførelsen af borerne ofte vil have skæve fordelinger med højere øvre grænser for udgifterne. Sådanne nuancer og detaljer vil være svære at fange med metoden.

MONTE CARLO-SIMULERING

Monte Carlo-simulering kan benyttes til at udforske de mulige udfald af beslutninger samt vurdere konsekvenserne deraf, og kan derved bidrage til at tage bedre beslutninger. Monte Carlo-simulering kan dermed blandt andet bruges som værktøj til at analysere usikkerheden i et anlægsbudget.

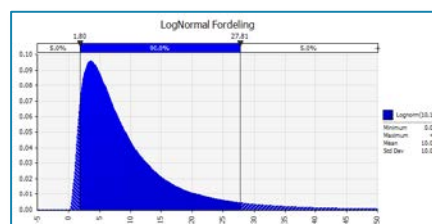
I en Monte Carlo-model erstattes diskrete parametre med en distributionskurve, og alle mulige kombinationer af udfald afprøves ved brug af en (pseudo)tilfældig talgenerator (Pseudo-Random Number Generator). Resultatet af en Monte Carlo-simulering er et felt af mulige udfald og sandsynligheden for, at disse udfald rent faktisk indtræffer.

En af de afgørende styrker ved Monte Carlo-simulering er, at man (i modsætning til Successiv Kalkulation) kan benytte et stort udvalg af sandsynlighedsfordelingskurver, som kan tilpasses den enkelte usikkerhed. De mest anvendte er:

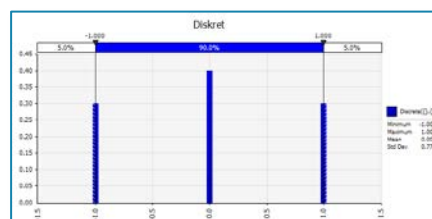
Normalfordeling bruges ofte til at karakterisere priser og fx inflationsrater. Fordelingen er symmetrisk omkring gennemsnittet, og udfald omkring gennemsnittet er hyppigst forekommende.



LogNormal er en positivt skæv fordeling, dvs. asymmetrisk. Udfaldsværdierne ligger over nul og kan teoretisk set gå mod uendeligt høje positive værdier. LogNormal bruges ofte til vurdering af tids- og omkostningsestimering.



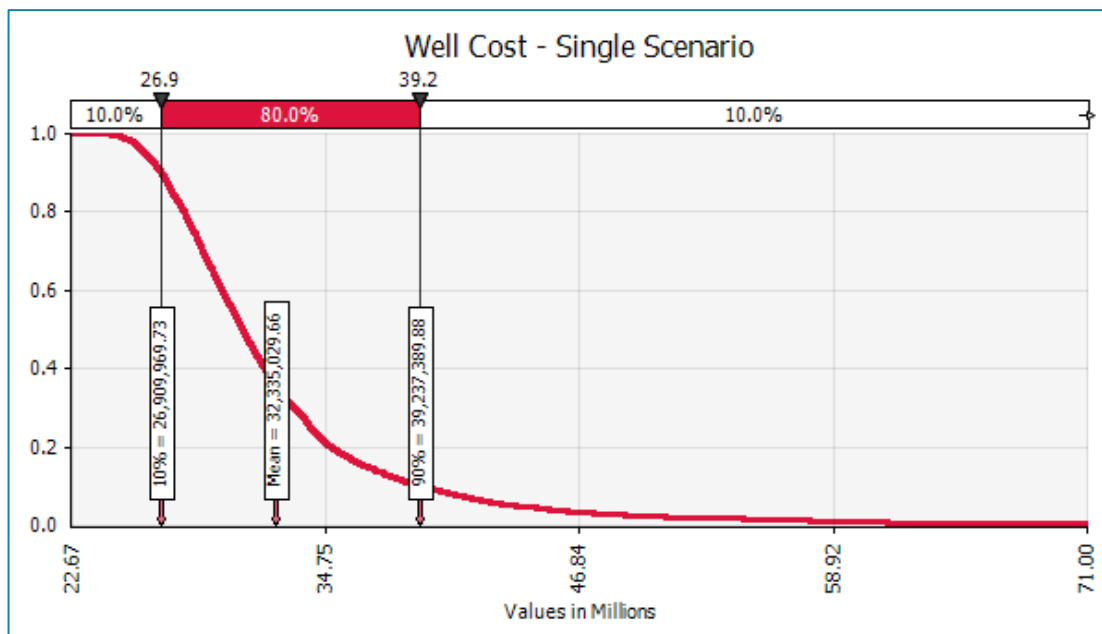
Diskrete fordelinger benyttes til at definere specifikke udfald og de associerede sandsynligheder. For eksempel er boreoperationer karakteriseret ved at få, enkeltstående, uventede begivenheder kan have endog meget store konsekvenser for tidsforbrug og omkostninger. Ved et deterministisk estimat er det svært at inddrage denne usikkerhed, men diskrete fordelinger kan bruges til at simulere disse udfald.



Resultatet fra en Monte Carlo-simulering er typisk en eller flere kurver, der afbilder sammenhængen mellem forventet omkostning og sandsynligheden for, at omkostningerne ligger over eller under et givent beløb. Det sandsynlighedsvægtede

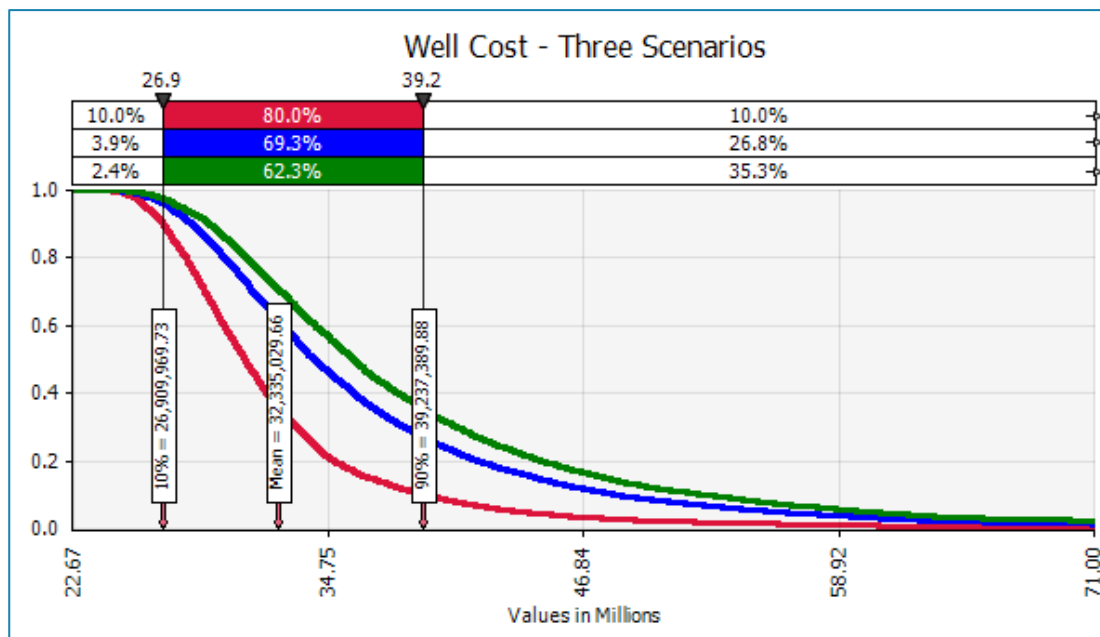
gennemsnit (Pmean, Probability Weighted Mean) er at betragte som det mest præcise budgettal og vil normalt være højere end middelværdien, som normalt betegnes P50. P50 er blot den værdi, for hvilken 50 % af mulige værdier ligger over, og 50% ligger under og har reelt ingen budgetmæssig relevans. (I en symmetrisk fordeling vil Pmean og P50 dog være sammenfaldende; se afsnittet om Successiv Kalkulation oven for.)

De to yderværdier, P10 og P90 markerer værdier, for hvilke man betragter det som rimeligt usandsynligt, at omkostningerne enten overstiger eller falder under. Disse er dog vilkårligt valgt, idet der f.eks. teoretisk set ikke er nogen øvre grænse for omkostningerne.



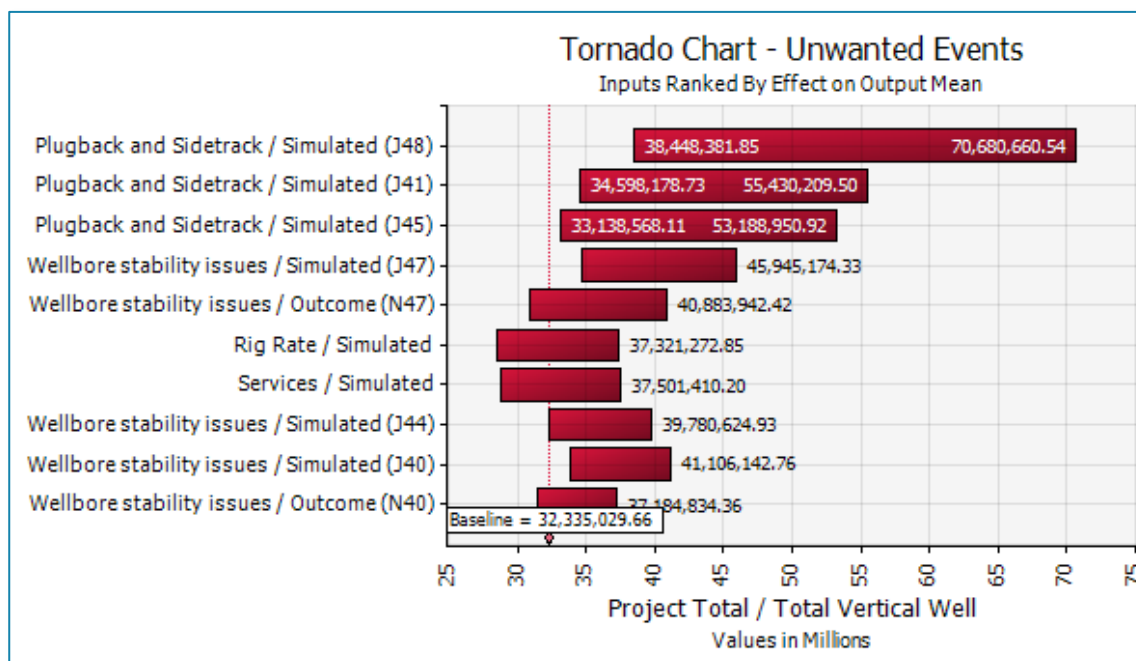
Figur 51: Eksempel på en S-kurve beregnet ved hjælp af Monte Carlo-simulering.

Forskellige faktorer indflydelse på totalomkostninger kan illustreres ved at samle flere simuleringer med variable parametre i én figur.



Figur 52: Eksempel på illustration af én faktors indflydelse på S-kurven fundet vha. Monte Carlo-simulering.

Monte Carlo-simuleringer er meget velegnede til sensitivitetsanalyser, som for eksempel ved brug af en tornado-graf. De faktorer, der har størst indflydelse på omkostninger, er i en sådan graf let at identificere.



Figur 53: Tornado-graf anvendt til illustration af forskellige usikkerheders betydning for det samlede budget.

Monte Carlo-simulering er et meget effektivt værktøj til estimering og vurdering af omkostninger for anlægs- og især boreomkostninger, og giver på et meget tidligt stadie i et planlægningsforløb et ganske præcist billede af, hvor stor den

potentielle økonomiske eksponering er. Simuleringen kan udføres med et minimum af detaljer, som derefter gradvist kan opdateres og forfines, efterhånden som informationsniveauet forbedres. Monte Carlo-simuleringsmodeller spænder fra meget simple modeller med få variable til meget komplicerede modeller med mange variable.

En ulempe ved Monte Carlo-simulering er, at det kræver et vist kompetenceniveau og flere erfaringer for at kunne opbygge troværdige modeller og for at kunne fortolke de resultater, der genereres med modellen.

Responsible: person who performs an activity or does the work
Accountable: person who is ultimately accountable
Consulted: person that needs to feedback and contribute to the activity
Informed: person that needs to know of the decision or action

RACI Chart Geothermal Drilling						
	Operator Asset Manager	Drilling Project Manager	Drilling Management	Geology and reservoir engineering department	Well test company	Completion design and production technology
1 Overall						
Delegate the decision making to the team members of the project (operator project manager, drilling management, drilling project manager, geology and reservoir engineering department, well test company and completion and production technology)						
1.1 Ensure that financing and insurance issues are in place at all times	R	A	I	I	I	I
1.2 Ensure that the terms from the DEA are understood	R/A	C	I	I	I	I
1.3 Legistatives, regulatives & standards	R/A	C	I	I	I	I
1.4 Sign operator liability acceptance	A	R	C	C	C	C
1.5 Overall safety	R/A	I	I	I	I	I
2 Risks						
2.1 Overall financial risk	A	R	I	I	I	I
2.2 Level 1 - Project Risk assessments - drilling operation	A	C	R	C	C	C
2.3 Level 2 - Design Risks - drilling operation	A	C	R	C	C	C
2.4 Level 3 - Operational Risks - drilling	A	C	R	C	C	C
3 Initial Planning						
3.1 Input to well planning process:						
3.1.1 Well trajectory	A	I	R	C	C	C
3.1.2 Targets incl. tolerances	A	I	C	C	R	
3.1.3 Pore pressure/fracture gradient curve	I	A	C	C	R	
3.1.4 Formation tops	I	A	I	I	I	I
3.1.5 Geological model	A	I	C	C	R	
3.1.6 Drinking water protection issues	I	R/A	C	C	C	
3.1.7 Shallow gas evaluation	I	A	C	C	R	I
3.1.8 Geological drilling risks	I	A	C	C	R	I
3.1.9 Bubble point analysis	I	A	I	I	R	C
3.1.10 Completion design	I	A	C	C	C	R
3.1.11 Data acquisition (MWD/LWD/Logging) - selection of tools	I	A	C	C	R	I
3.1.12 Reservoir model	A	I	C	C	R	I
3.1.13 Well test						
3.1.13.1 Well test design	I	A	C	C	C	C
3.1.13.2 Well test coordination	I	A	R	C	C	C
3.1.14 Field development plan (involving plan) - preparation and coordination	A	R	C	C	C	C
3.1.15 Surface location	A	R	C	C	C	C
3.1.16 Geomechanical studies	I	A	C	C	R	C
3.1.17 Seismic studies	I	A	I	I	R	
3.1.18 Offset wells selection	I	A	C	C	R	
3.1.19 Operatorship from DEA (involving still advice)	R/A	I	I	I	I	I
3.1.20 Exploration/production/drilling license	R/A	I	I	I	I	I
4 Project organisation						
4.1 Project organisation with roles, interfaces and responsibilities	A	R	C	C	C	C

Disclaimer: This document is a draft, and provided as a courtesy. This document is not to be considered the final document, and all information contained herein is subject to change.

Responsible: person who performs an activity or does the work
Accountable: person who is ultimately accountable
Consulted: person that needs to feedback and contribute to the activity
Informed: person that needs to know of the decision or action

RACI Chart Geothermal Drilling									
	Operator Asset manager	Drilling Project Manager	Drilling Project Manager	Geology and reservoir engineering department	Well test company	Completion design and production technology			
4.2 Project plan and time and cost	A	R	C	C	C	C			
5 Organization									
5.1 Project management (24/7 during drilling operation) - decision-making	A	C	R	C	C	I	I		
5.2 Communication plan	A	R	C	C	C	I	I		
5.2.1 Info to steering committee, authorities & other stakeholders	A	R	C	C	C	I	I		
5.2.2 Communication with DEA on drilling related issues	A	C	R	C	C	C	C		
5.2.3 Translations of documents as required	A	R	C	C	C	C	C		
5.2.4 Media relations	R/A	C	C	C	C	C	C		
5.2.5 Local community information	R/A	C	C	C	C	C	C		
5.3 Maintain duty list/roster for operations incl. project management	A	R	C	C	C	C	C		
5.4 Drilling technical decision making	C	A	R	C	C	C	C		
5.5 Management of change during drilling operations (drilling related issues)	C	A	R	C	C	C	C		
6 Financing									
6.1 Project finances incl. budgets and cost estimates	A	R	C	C	C	C	C		
6.2 Follow-up cost-control (non-drilling)	A	R	I	I	I	I	I		
6.3 Well cost estimate	A	I	R	C	C	C	C		
7 Approvals									
7.1 Field development plan (individuals plan)	A/R	I	I	I	I	I	I		
7.1.1 VVM	C	R/A	I	I	I	I	I		
7.1.2 Building permission (incl. Sewage, drinking water etc.)	C	R/A	I	I	I	I	I		
7.1.3 Environmental (e.g. cutting disposal)	C	R/A	C	C	C	C	C		
7.1.4 Test water and cuttings + slaps disposal	C	R/A	C	C	C	C	C		
7.2 Drilling permit incl. rig approval	A	C	R	C	C	I	I		
7.3 Foundation sleeve setting approval	A	R	C	C	C	C	C		
7.4 Conductor setting approval - if applicable	A	R	C	C	C	C	C		
8 Contracts									
8.1 Tender process	A	R	C	C	C	C	C		
8.2 Contract holder for all contracts	A	R	C	C	C	C	C		
8.3 Misc minor contracts (Diesel, Offices, cleaning etc)	A	R	C	C	C	C	C		
8.4 Purchase long lead items such as									
8.4.1 Long lead casing, well head, liner hanger, centralisers, float equipment, screens etc)	I	A	R	C	I	C	C		
8.5 Rig site construction incl. utilities	A	R	C	C	C	C	C		
8.5.1 (Electricity, sewage, water (pot + drill), LAN)									
9 Execution									
9.1 Drilling program and amendments to the drilling program	I	A	R	C	I	I	I		
9.2 Plan for safety & health (plan for sikkerhed og sundhed)	A	R	C	C	I	I	I		
9.3 Emergency response plan	I	A	R	C	I	I	I		
9.4 Bridging document between drilling managements & drilling contractors safety management system	I	A	R	C	C	C	C		
9.5 Coordination of work during drilling incl. man power	I	A	R	C	C	C	C		

Disclaimer: This document is a draft, and provided as a courtesy. This document is not to be considered the final document, and all information contained herein is subject to change.

Responsible: person who performs an activity or does the work
Accountable: person who is ultimately accountable
Consulted: person that needs to feedback and contribute to the activity
Informed: person that needs to know of the decision or action

RACI Chart Geothermal Drilling									
	Operator/Asset manager	Drilling Project Manager	Drilling Management	Geology and reservoir engineering department	Well test company	Completion design and production technology			
9.6 Continuous safety coordination (if applicable)	A	C	C	I	I	I			
9.7 Drilling risk assessment	C	A	C	R	C	C			
9.8 Management of change (MOC) process (drilling only) (only technical not decision-memo)	A	I	C	R	I	I			
9.9 Information of decision making related to management of change (MOC)	R	A	C	C	C	C			
9.10 Other MOC such as completion, reservoir, geology etc.	A	C	R	C	C	C			
9.11 DWOP (drill the well on paper)	A	I	R	C	C	C			
9.12 DOGS (drilling operational guidelines)	A	I	R	C	C	I			
9.13 Final well report	A	I	R	C	C	C			
9.14 Acceptance of drilling minimum standards	A	R	C	C	C	C			
9.15 Interpretation of logged reservoir section	I	A	I	R	C	I			
9.16 Interpretation of well test	I	A	I	R	C	I			
10 Submission of data to the DEA									
10.1 Final well report	A	C	R	C	C	C			
10.2 Wireline logging report	A	I	R	C	C	C			
10.3 Cutting samples	A	I	R	C	C	C			
10.4 Well test results	A	I	R	C	C	C			
10.5 Coring	A	I	R	C	C	C			
10.6 Daily drilling reports	A	I	C	R	C	C			
10.7 Daily geological reports	A	I	C	R	C	C			
11 RACI chart hand over document (after this the operator has full RACI) - Handover well to production	A	C	R	C	C	C			

The Clients understanding and signature

Disclaimer: This document is a draft, and provided as a courtesy. This document is not to be considered the final document, and all information contained herein is subject to change.