



# Redegørelse vedrørende forsikring af geotermiske reserver

**F&U-projekt nr. 2011-7**

Revision 0

Udarbejdet  
Kontrolleret  
Godkendt

Jesper Magtengaard (DFG), 01. november 2011  
Lars Henrik Nielsen (GEUS), 11. november 2011  
Søren Berg Lorenzen (DFG), 22. november 2011  
Søren Berg Lorenzen (DFG), 18. december 2011

## Indholdsfortegnelse

1	Indledning.....	4
2	Risici for økonomiske tab i geotermiske projekter.....	5
2.1	Faserne .....	5
2.1.1	Forfasen – de indledende vurderinger .....	5
2.1.2	Fase 1 – efterforskningsundersøgelser.....	5
2.1.3	Fase 2 – boringer .....	6
2.1.4	Fase 3 – overfladeanlæg.....	7
2.1.5	Driftsfasen .....	7
2.2	Fasernes økonomiske usikkerheder .....	7
3	Forsikringer på markedet .....	9
3.1	Indledning.....	9
3.2	Faserne og forsikringer .....	9
3.2.1	Den lovpligtige ansvarsforsikring.....	9
3.2.2	Forfasen .....	10
3.2.3	Fase 1 – efterforskningsundersøgelser.....	10
3.2.4	Fase 2 – boringer .....	11
3.2.5	Fase 3 – overfladeanlæg.....	12
3.2.6	Driftsfasen .....	12
3.3	Forsikringssummer, præmier og selvrisiko.....	12
4	EU-projektet GEOFAR .....	14
4.1	Projektets rammer og rapporter .....	14
4.2	Garantiordninger på det private marked .....	14
4.3	GEOFAR’s forslag til finansielle instrumenter .....	15
4.4	GEOFAR’s forslag evalueret ud fra et dansk perspektiv .....	16
5	Forslag til statslig garantiordning for reserver .....	18
5.1	Indledning.....	18
5.2	Garantiordningens overordnede principper .....	18
5.3	Evaluering af reservoirrisici .....	19
5.4	Fase 1 – efterforskningsundersøgelser .....	20
5.4.1	Risikovurdering .....	20
5.4.2	Garantiens omfang .....	21
5.4.3	Udbetaling af garanti.....	21

5.5	Fase 2 – boringer .....	21
5.5.1	Risikovurdering .....	21
5.5.2	Garantiens omfang .....	22
5.5.3	Udbetaling af garanti .....	26
5.6	Fase 3 – overfladeanlæg og driftsperiode .....	28
5.6.1	Risikovurdering .....	28
5.6.2	Garantiens omfang .....	28
5.6.3	Udbetaling af garanti .....	28
6	GEUS' evalueringsmodel .....	29
6.1	Metoder til evaluering af efterforskningsrisikoen .....	29
6.2	Kvalitativ metode til vurdering af et interesseområdes efterforskningsrisiko forud for Fase 1 .....	30
6.3	Semi-kvantitativ metode til bestemmelse af permeabilitet/transmissivitet og temperatur forud for Fase 2 .....	32
6.3.1	Den geologiske aflejningsmodel .....	32
6.3.2	Vurdering af forkastningers betydning for kontinuitet i sandstensreservoirerne .....	33
6.3.3	Vurdering af sandstensreservoirers egenskaber baseret på petrofysiske analyser af boringsdata .....	34
6.3.4	Andre parametre med betydning for vurdering af produktions-potentialet .....	35
6.3.5	Vurdering af produktions-potentialet (PRO) for en given borelokalitet .....	35
6.3.6	Statistisk risikovurdering for transmissiviteten .....	36
6.3.7	Statistisk risikovurdering for temperaturen .....	37
7	Konklusioner .....	38

## Figurer

Figur 1: Sammenhæng mellem investeringer og risiko

Figur 2: Sammenligning mellem fjernvarmeselskabets mindstekrav og reservoirets ydeevne

Figur 3: Større mindstekrav betyder større risiko for fiasko

Figur 4: Garantidækning

Figur 5: For høje mindstekrav umuliggør garantidækning

Figur 6: Er reservoirets ydeevne for ringe, kan garantien komme til udbetaling

*Forsidefoto: Boring af to geotermiske brønde i Sønderborg, marts-juni 2010 (venligst udlånt af Sønderborg Fjernvarme)*

# 1 Indledning

Denne redegørelse er udført af Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab og De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS) med input fra forsikringsmæglerselskaberne Marsh og Willis. Redegørelsen er støttet af Dansk Fjernvarmes F&U-konto.

Redegørelsen beskriver risici for økonomiske tab i forbindelse med geotermiske projekter. På denne baggrund omtales de forsikringer, der er tilgængelige på det kommercielle forsikringsmarked, og hvad præmieomkostningerne og selvrisici typisk er. Desuden omtales, hvad der ikke kan forsikres, og som de enkelte projekter derfor må indregne som en yderligere selvrisiko.

Efterfølgende omtales det EU-finansierede projekt GEOFAR, der har resulteret i et forslag til en europæisk forsikring af efterforskningsrisiko. Forslaget gennemgås og kommenteres. Finansieringen af forslaget er p.t. ikke vedtaget.

Dernæst beskrives et forslag til en statslig garantiordning for reserver.

Til slut gennemgås, hvorledes De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS) på en systematisk og ensartet måde kan undersøge de geologiske forhold i et lokalt interesseområde og på denne baggrund beskrive usikkerhederne vedrørende de vandledende egenskaber og temperaturen, således at forsikringselskaber og fjernvarmeværker får det bedst mulige grundlag for at vurdere efterforskningsrisici og evaluere usikkerhederne for produktionen og dennes indflydelse på varmeprisen.

## 2 Risici for økonomiske tab i geotermiske projekter

Usikkerhederne vedrørende geotermisk fjernvarmeproduktion ligger primært under etableringen af anlægget i modsætning til andre former for fjernvarmeproduktion, hvor de økonomiske usikkerheder primært ligger i driftsfasen.

Usikkerhederne for teknisk relaterede skader af meget stort omfang, for eksempel forurening, er relateret til undergrunden. Forsikring mod sådanne skader er lovpligtig.

For at mindske de tekniske og økonomiske usikkerheder og eventuelt tilhørende økonomiske tab etableres geotermiske anlæg i faser, og de geologiske forhold revurderes i de enkelte faser på baggrund af ny viden opnået i de(n) foregående fase(r). Herigennem opnås det bedst mulige beslutningsgrundlag for at fortsætte ind i den næste fase. Først beskrives faserne, og dernæst beskrives usikkerhederne for de enkelte faser.

### 2.1 Faserne

Den efterstående beskrivelse af faser er en udvidet beskrivelse af de faser, som Energistyrelsens modelansøgning følger:

#### 2.1.1 Forfasen – de indledende vurderinger

I Forfasen indgår fjernvarmeselskabet aftaler med rådgivere med ekspertise inden for geotermisk efterforskning og indvinding, og der fremskaffes et foreløbigt datagrundlag for, at der kan udføres en teknisk og økonomisk vurdering af de geotermiske muligheder. I det forannævnte datagrundlag er der taget stilling til, hvordan eventuel nødvendig drivvarme kan fremskaffes, ligesom en orientering af de varmeplanlæggende myndigheder normalt finder sted. Der udarbejdes en foreløbig prospektvurdering, og ser projektet herunder økonomien attraktiv ud, indsendes herefter en ansøgning til Energistyrelsen om tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi.

Behandling af ansøgningen vil normalt tage 4 – 6 måneder.

Investeringen er typisk under 0,5 mio. DKK for fasen.

#### 2.1.2 Fase 1 – efterforskningsundersøgelser

Imødekommes ansøgningen, er der i Energistyrelsens modeltilladelse 1 år til at gennemføre og rapportere en mere detaljeret vurdering af de geologiske forhold i undergrunden i det lokale interesseområde og dermed de indvindingsmæssige muligheder for geotermisk energi i området. Den geologiske vurdering vil oftest være baseret på tidligere efterforskningsdata fra dybe borer og ældre seismiske data, der kan indhentes hos GEUS. På basis af den foreløbige geologiske model for lokalområdet vurderes det om projektet skal fortsætte. Hvis potentialet vurderes at være tilstrækkelig positivt, vurderes og beskrives omfanget af nødvendige nye seismiske undersøgelser, som skal udføres for at verificere, at de forventede formationer og reservoirer er til stede i passende dybder og tykkelser. Endvidere skal de nye seismiske data lokalisere eventuelle større forkastninger, som kan bryde reservoirernes kontinuitet i området, samt fastlægge et velegnet område for placering af borerne. Omfanget af det seismiske program afhænger af undergrundens geologiske kompleksitet, kvaliteten af de eksisterende seismiske data i området, tætheden

af linjeføringen og af, hvor langt der er til dybe borer, der vurderes at være geologisk repræsentative for interesseområdet.

Godkendes det seismiske program af Energistyrelsen, er der i modeltilladelsen 2 år til at gennemføre og tolke de seismiske undersøgelser samt beslutte, om en efterforskningsboring skal gennemføres.

Efter at de seismiske undersøgelser er gennemført, revurderes de geotermiske indvindingsmuligheder, og er de positive, indstiller fjernvarmeselskabet normalt til Energistyrelsen, at en første boring gennemføres.

Investeringen er typisk 1 – 10 mio. DKK for fasen.

### 2.1.3 Fase 2 – borer

Fase 2, der for et doublet-anlæg vedrører 2 borer og tests heraf, har til formål at lokalisere de produktive sandstenslag og teste lagene, herunder vurdere temperatur, vandledende egenskaber, vandkemi samt hydraulisk forbindelse mellem borerne. Forventet energiomsætning og økonomi revideres ved udgangen af fasen. Ved et positivt udfald kan borerne indgå i etableringen af et producerende anlæg, og fasen afsluttes med en beslutning om igangsættelse af Fase 3 (se punkt 2.1.4 nedenfor).

- Fase 2A vedrører den første boring, der typisk vil have karakter af at være en efterforskningsboring. I Energistirelsens modelprogram er der 2 år til at planlægge, gennemføre, vurdere og afrapportere boringen. Den første boring udføres til fuld dybde. De gennemborede lag undersøges ved at udføre en række petrofysiske målinger i borehullet (logs), som beskriver de geologiske lags fysiske beskaffenhed. Disse logs benyttes til at fastlægge dybderne til de forskellige lagtyper, deres sammensætning og egenskaber samt til at lokalisere de bedste dele af sandstensreservoirerne. Loggene danner således grundlaget for en vurdering af hvilket af de mulige reservoirer, der vil være bedst egnet til en geotermisk produktion. Vurderes et eller flere lag egnede, sættes der forerør og eventuelt filtre til det bedst egnede lag, og reservoiret prøvepumpes for at verificere, at ydeevnen er acceptabel. Principielt kan det i visse situationer alene ud fra logs afgøres, at lagene er for ringe til, at projektet bør fortsætte, men sandsynligheden for at denne situation opstår, er ikke mulig at fastsætte særskilt.

Investeringen i den første boring er typisk 35 – 55 mio. DKK svarende til ca. 55 % af Fase 2's totale omkostninger.

- Fase 2B vedrører den anden boring og herunder test dels af reservoiret nær boringen og dels af den hydrauliske forbindelse (kommunikationen) mellem borerne.

Investeringen i den anden boring og kommunikationstesten er typisk 35 – 45 mio. DKK svarende til ca. 45 % af Fase 2's totale omkostninger.

I Energistirelsens modelprogram skal der – såfremt et anlæg ønskes etableret – inden 5 år og 8 måneder fra tilladelsen er givet blandt andet indsendes en indvindingsplan for området, hvilket vil sige en plan for etableringen af overfladeanlægget og igangsættelsen af produktionen. Da størrelsen af anlægget også vil afhænge af resultaterne af boring 2, vil fjernvarmeselskabet normalt vælge, at de 2 borer i Fase 2A og 2B bliver udført i umiddelbar forlængelse af hinanden, med mindre resultaterne af testen af den første boring

er så skuffende, at projektet må opgives. Samtidig er en udførelse af de to borer i umiddelbart forlængelse af hinanden at foretrække af økonomiske årsager, idet blandt andet mobiliseringsomkostninger minimeres.

#### 2.1.4 Fase 3 – overfladeanlæg

Fase 3, der vedrører etableringen af overfladeanlægget, har ingen særlige risici ud over de normalt forekommende risici i større anlægsprojekter.

Investeringerne i Fase 3 for et anlæg med 2 borer er typisk af størrelsen 60 – 120 mio. DKK. Dertil kommer omkostninger til for eksempel etablering af drivvarme til varmepumperne, forbindelse til fjernvarmenettet, udledning til havet, m.v., som vil være stærkt afhængige af de lokale forhold.

#### 2.1.5 Driftsfasen

Driftsfasen har en lille risiko for, at der opstår vandkemiske problemer, der i længden gør, at projektets driftsomkostninger til for eksempel oprensning eller reparationer bliver store. Risikoen for, at anlægget helt må opgives, er minimal, men må siges at være størst i reservoirer, der ikke tidligere er produceret, og som indeholder vand med et ekstraordinært højt mineralindhold.

### 2.2 Fasernes økonomiske usikkerheder

Forfasen indeholder aktiviteter af relativ begrænset økonomisk omfang. Aktiviteterne adskiller sig ikke væsentlig fra andre vurderinger, som fjernvarmeselskabet løbende foretager for at være på forkant med udviklingen af alternativer inden for fjernvarmeproduktionen. Forfasen kan i visse tilfælde ende med, at der ikke er grundlag for at ansøge om en geotermisk tilladelse, men omfanget af de økonomiske omkostninger er begrænsede, og der er generelt ikke et behov for at etablere en forsikringsdækning.

Fase 1 har omkostninger normalt i størrelsesordenen 1 – 10 mio. DKK, der eventuelt kan være tabt, hvis den indledende geologiske vurdering af undergrundens opbygning viser, at potentialet er lille (tynde reservoirer/lav temperatur), eller at en samlet vurdering af de ældre data sammenholdt med de nye seismiske undersøgelser viser, at en videreførelse af projektet vurderes negativt på grund af resultatet af kortlægningen af de geologiske forhold (efterforskningsrisiko). Desuden kan der komme ekstraordinære omkostninger i forbindelse med selve gennemførelsen, dels ved forsinkelser i gennemførelsen for eksempel på grund af vejrliget, og dels ved ekstraordinære beskadigelser af bygninger, veje og drænledninger, m.v.

Fase 2A vedrører udførelse af en boring af efterforskningsmæssig karakter, hvor usikkerheden er knyttet til, om forventningerne til undergrunden opfyldes (efterforskningsrisiko), og om boringen kan gennemføres inden for det fastlagte budget.

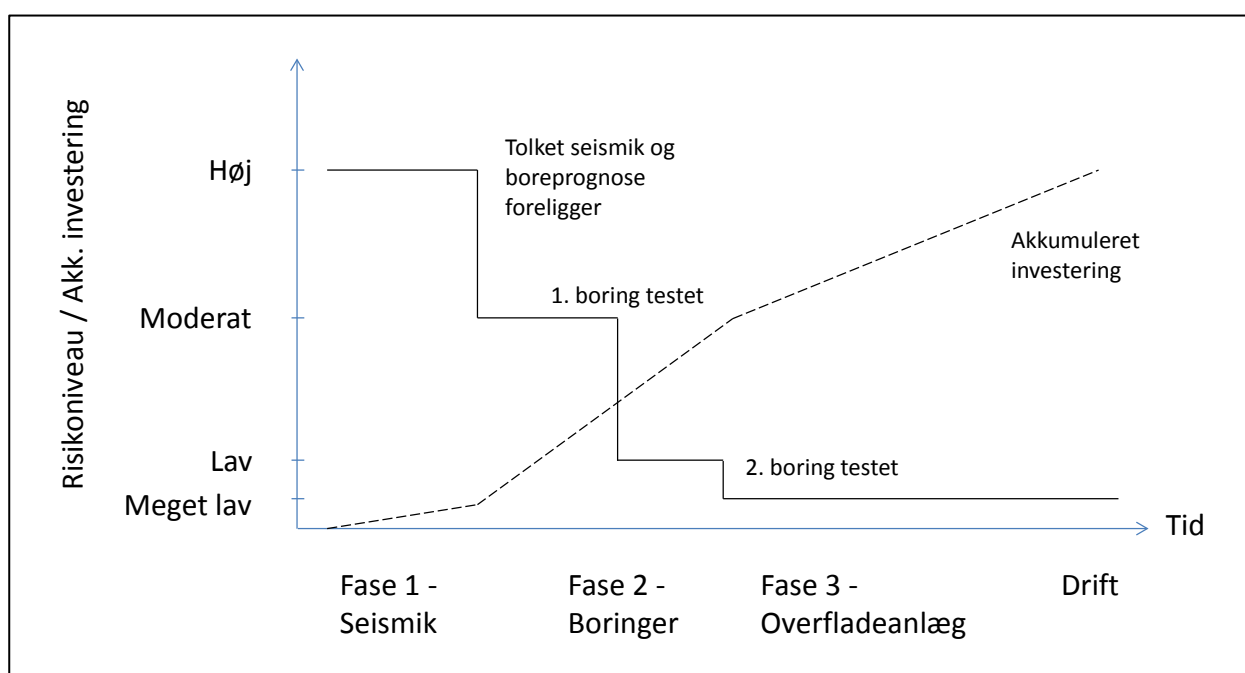
Usikkerheden om boringens forventede resultat (efterforskningsrisikoen) afhænger af undergrundens opbygning og kompleksitet samt af det datagrundlag, der har ligget til grund for udarbejdelsen af den geologiske model og dermed den geologiske prognose for boringen. Sikkerheden i boreprognosen afhænger blandt andet af, om lagene har kunnet følges fra nærliggende borer til interesseområdet via seismiske linjer, af reservoirs tykkelse og egenskaber, om reservoiret har været testet i tidligere borer, samt om der er ét eller flere reservoirer i området, så der eventuelt er et alternativ som tilbagefaldsmulighed.

Usikkerhederne knyttet til boringens gennemførelse inden for budgettet afhænger af, om de geologiske forhold og boreprognosen har beskrevet de virkelige forhold tilstrækkeligt præcist, idet der ellers kan opstå forsinkelser i boretiden på grund af programændringer. Under boringen kan der desuden opstå tekniske problemer med gennemførelse af boreprogrammet for eksempel på grund af tab af udstyr i hullet, ustabilitet eller kollaps af borehullet, der så må etableres igen.

Boringen i Fase 2B har normalt en væsentlig mindre risiko end boringen i 2A, fordi de gennemborede lags egenskaber og dybden til reservoiret nu kendes.

Fase 3 omhandler etableringen af almindelige komponenter så som varmepumper, filtre, rørinstallationer og bygninger. Usikkerhederne er som ved etablering af andre komponenter på energiproducerende anlæg.

Sammenhængen mellem investeringer og risiko fremgår af figuren nedenfor:



Figur 1: Sammenhæng mellem investeringer og risiko



## 3 Forsikringer på markedet

### 3.1 Indledning

Geotermiske projekter er i forsikringsmæssig sammenhæng en relativ ny projektform, hvor aktørerne, de private forsikringselskaber og fjernvarmeværkerne, endnu ikke har fundet en arbejdsform, hvor usikkerheder ud fra objektive kriterier kan estimeres og resultere i en fastsættelse af præmiernes størrelse.

En af betingelserne for, at præmier kan estimeres og nå det lavest mulige leje er, at usikkerhederne er velbeskrevne, og at der etableres et erfaringsgrundlag hos forsikringselskaberne for at vurdere omkostningernes størrelse for de specifikke projekter.

Den normale måde at forsikre et projekt på er, at fjernvarmeselskabet anvender en forsikringsmægler til at etablere en passende forsikringspakke, hvor en række forsikringselskaber dækker betydelige dele af omkostningerne, hvis projektet ikke går som planlagt. Forsikringselskaberne dækker ikke alle omkostninger, i det der vil være en selvrisiko indbygget i alle forsikringsprodukter, og der er desuden tabsgivende forhold, der ikke kan forsikres, og derfor ikke dækkes. I arbejdet med at beskrive en normal forsikringspakke, har forsikringsmæglerfirmaet Marsh givet et omfattende bidrag inkl. præmieestimer, mens forsikringsmæglerfirmaet Willis har givet et kvalitativt input til beskrivelsen.

I det følgende beskrives forsikringsdækningsmulighederne og lovpligtige krav i de forskellige faser, og der fokuseres også på, hvad der ikke kan dækkes, men som fjernvarmeselskabet må indregne som usikkerhed i budgetterne. Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab har udviklet en overordnet model for, hvorledes sandsynlighederne for budgetafvigelser kan indregnes i budgetterne. Denne model ligger dog primært uden for rammerne af denne redegørelse og er derfor ikke beskrevet nærmere her.

### 3.2 Faserne og forsikringer

#### 3.2.1 Den lovpligtige ansvarsforsikring

Den lovpligtige ansvarsforsikring skal sikre, at en rettighedshaver har den nødvendige finansielle baggrund til at opfylde undergrundslovens krav (§ 35) om, at *"en rettighedshaver skal erstatte skader, der forvoldes ved den i henhold til tilladelsen udøvede virksomhed, selv om skaden er hændelig"*. Skaderne vedrører skade på anlæg, personer og på tredjepart.

Energistyrelsen har i oktober 2011 udmeldt specifikke krav til den lovpligtige forsikring, hvor den samlede dækning skal være mindst som følger:

- Hvis der i løbet af kalenderåret udføres geotermiske borer: 300 mio. DKK pr. skadesbegivenhed og med dækning af mindst to skadesbegivenheder i løbet af kalenderåret. Dækningen skal således være på i alt 600 mio. DKK.
- Hvis der i løbet af kalenderåret udføres bygge- og anlægsarbejder: 150 mio. DKK pr. skadesbegivenhed og med dækning af mindst to skadesbegivenheder i løbet af kalenderåret. Dækningen skal således være på i alt 300 mio. DKK.

- Hvis der ikke i løbet af kalenderåret udføres bygge- og anlægsarbejder eller geotermiske borer: 75 mio. DKK pr. skadesbegivenhed og med dækning af mindst to skadesbegivenheder i løbet af kalenderåret. Dækningen skal således være på i alt 150 mio. DKK.

Forsikringernes selvrisko pr. skadesbegivenhed må ikke overskride 0,75 mio. DKK.

Kravene til den lovpligtige forsikring er gældende fra og med kalenderåret, hvor de første boreoperationer påbegyndes til og med kalenderåret, hvor borerne bliver permanent lukket.

Forsikringen vil normalt have et forløb som følger:

- For Forfasen og Fase 1 forventes det ikke, at der nogen lovpligtige forsikringskrav<sup>1</sup>, og der pågår heller ingen operationer, der kan medføre væsentlige uforudseelige skader, ud over de skader som er omfattet af den almindelige entreprisforsikring.
- I Fase 2 vedrørende borer skal forsikringen dække 600 mio. DKK. Varigheden er normalt 1 år.
- I Fase 3 vedrørende overfladeanlæg skal forsikringen dække 300 mio. DKK. Varigheden er normalt 2 år.
- I Driftsfasen skal forsikringen dække 150 mio. DKK. Varigheden er normalt 30 år.

Den årlige forsikringspræmie forventes at blive i størrelsesordenen 0,1 % af forsikringssummen. Da der endnu ikke er nogen væsentlige erfaringer med denne type forsikring, må præmiens størrelse dog siges at være behæftet med stor usikkerhed.

### 3.2.2 Forfasen

Forsikring i forbindelse med Forfasen er ikke relevant som beskrevet i 2.2 ovenfor.

### 3.2.3 Fase 1 – efterforskningsundersøgelser

Forundersøgelsernes omkostninger er primært relateret til etablering af en geologisk model og gennemførelse af seismiske undersøgelser til supplerende af eksisterende ældre seismiske data.

Fasens budget bør dække de normalt forekommende omkostninger til gennemførelsen, herunder markskadeserstatninger og retablering af eventuelt beskadigede dræn og markveje med videre.

Ved gennemførelsen bør der tages hensyn til nærtliggende bygninger, hvor der bør udføres en forudgående fotografering af eksisterende sætningsskader og lignende, mens der under dataindsamlingen bør monteres accelerometre på husfundamenter til afpasning af vibrationsenergien, når en nærgående linjeføring af de seismiske undersøgelser er nødvendig.

Der kan tegnes en forsikring til dækning af ansvar blandt andet over for personskader og tingsskader, der ikke kan forudses, og som vil kunne få et betydeligt omfang, for eksempel beskadigelse af større gas- eller elledninger eller miljø- og forureningsskader for eksempel opstået ved skader på olietanke. Forsikringen er en såkaldt entreprise- og ansvarsforsikring (CAR Insurance).

---

<sup>1</sup> Energistyrelsen overvejer pt. den administrative fortolkning af Undergrundslovens ansvarsbestemmelser i relation til de seismiske forundersøgelser.

En anden type forsikring, der kan være relevant, er en efterforskningsrisikoforsikring (Exploration Risk Insurance), hvor formålet er at få afdækket den størst mulige del af risikoen for, at de seismiske undersøgelser ikke fører til positivt resultat, der kan underbygge, at projektet kan fortsætte. Denne type forsikring udbydes ikke på markedet som selvstændig forsikring for efterforskningsundersøgelser, men kan eventuelt indgå i en efterforskningsrisikoforsikring, der også dækker den første boring (se afsnit 3.2.4 nedenfor).

### 3.2.4 Fase 2 – boringer

Der kan i perioden med boreoperationer være tegnet en forsikring til dækning af ansvar blandt andet over for personskader og tingsskader. Forsikringen, også kaldet boreforsikringen, er en såkaldt entrepriser- og ansvarsforsikring (CAR Insurance). Forsikringen kan muligvis kombineres med den lovpligtige forsikring.

Forsikringen dækker endvidere de meromkostninger, som er en direkte følge af en fysisk og uforudset skade på selve boringen under boreoperationen, og som påløber projektet, indtil boringen igen har opnået den dybde, det var opnået på skadestidspunktet. Der aftales normalt en 20 % loss ratio rabat. Hvis der opstår en skade ved den første boring, som overstiger 70 % af præmien, bortfalder rabatten ved, at der udløses en tilsvarende tillægspræmie for første boring, og der gives ikke rabat for anden boring. Hvis flere boringer udføres, kan rabatten genindtræde når loss ratio igen er under 70 % målt på den samlede præmie optjent fra forsikringens begyndelsesdato.

Normalt er skader på entreprenørmateriale herunder riggen ikke dækket af forsikringen, men er afdækket via entreprenørernes egne forsikringer.

Boreforsikringen vil normalt blive suppleret med en forsikring, der dækker tab af udstyr i hullet også kaldet Lost-in-Hole forsikring, der dækker udgifter til erstatning for udstyr, som tabes eller må efterlades i hullet inkl. omkostninger til bjergning/forsøg på bjergning. Også for Lost-in-Hole forsikringen kan der aftales en loss ratio rabat. Præmieraten afhænger af den teknologi, der anvendes ved boringen, og ikke mindst af den højeste værdi af borekrone, muddermotor, måleudstyr, mv. kaldet Estimated Maximum Loss, EML. EML er samtidig den højeste dækningssum, der kan tilbydes, dog højst typisk ca. 4,5 mio. DKK pr. boring. Dette er ofte for lidt, blandt andet hvis der anvendes udstyr i hullet, der udfører målinger under boring (measurements while drilling, MWD), hvor udstyret kan koste i størrelsesordenen 20 mio. DKK. Der er således her ofte en reel selvrisiko på op til 10 – 15 mio. DKK.

En anden type forsikring, der kan være relevant, er en efterforskningsrisikoforsikring (Exploration Risk Insurance), hvor formålet er at få afdækket risikoen for, at succeskriterierne for projektet i relation til undergrunden ikke opfyldes, og projektet helt må opgives. Forsikringen kan eventuelt tegnes, så den også dækker de seismiske undersøgelser. Præmien for efterforskningsrisikoforsikringen afhænger blandt andet af reservoierernes dybde, tykkelse og udbredelse.

Omkostningerne til de forskellige forsikringer vil i øvrigt være afhængige af, hvilken ekspertise boreorganisationen har, hvilket udstyr (herunder borerig) der entres med, samt hvor godt projektets usikkerheder er beskrevet, og hvilke tiltag der er gjort for at nedbringe risici. Desuden er det af stor betydning, hvilke krav til undergrundens ydelser fjernvarmeselskabet stiller som succeskriterier, og derved til, hvilken risiko fjernvarmeselskabet selv vil bære. Det er derfor vigtigt, at flest mulige oplysninger gives til forsikringsselskaberne.

### 3.2.5 Fase 3 – overfladeanlæg

Under udførelse af overfladeanlægget, kan der tegnes en entreprise- og montageforsikring (CAR Insurance), der dækker tab og skade i forbindelse med opførelse af bygninger og installationer. Forsikringspræmierne er de sædvanlige for opførelse af energianlæg.

### 3.2.6 Driftsfasen

Driftsforsikringen kan tegnes ved en udvidelse af bygherrens eksisterende erhvervsforsikringer for bygninger, produktionsudstyr og øvrigt løsøre, for eksempel vedrørende brand-, vand- og stormskader. Driftsforsikringen dækker ikke problemer med at producere fra eller injicere til undergrunden.

Selvrisikoen er 25.000 – 50.000 DKK og de årlige præmier er på 0,15 – 0,20 % af den samlede forsikringsværdi af de omfattede genstande.

## 3.3 Forsikringssummer, præmier og selvrisiko

Der er efterstående vist et eksempel på, hvad det typisk vil koste at tegne de omtalte forsikringer, der vedrører anlægsfaserne:

Forsikring	Forsikringssum MDKK	Nettopræmie (% af forsikringssum)	Nettopræmie MDKK	Selvrisiko MDKK
Den lovpligtige ansvarsforsikring				
Borearbejde	600	0,1 ***)	0,60	0,75 *)
Overfladeanlæg	300	0,1 ***)	0,60	0,75 *)
All Risk Enterprise- og ansvarsforsikring – seismik	10	0,2	0,02	0,02 *)
Boreforsikring – 1. boring	45	3,5	1,58	1,88
Boreforsikring – 2. boring	40	3,5	1,40	1,88
Lost-in-Hole forsikring – 1. boring	4,5	12	0,54	0,90 **)
Lost-in-Hole forsikring – 2. boring	4,5	12	0,54	0,90 **)
Efterforskningsrisikoforsikring – 1. boring og seismik	50	20	10,00	5,00
Efterforskningsrisikoforsikring – 2. boring	40	20	8,00	4,00
All Risk Enterprise og montageforsikring – overfladeanlæg	90	0,35	0,32	0,02 *)
Sum i anlægsperiode			23,59	
Mæglersalær		15	3,54	
I alt i anlægsperioden			27,13	

\*) Pr. skade

\*\*\*) 20 % af skadeudgiften

\*\*\*) Der er tale om en årlig præmie - borefasen er sat til 1 år og overfladeanlæggene til 2 år

I eksemplet er omkostningerne til efterforskningsundersøgelserne sat til 5 mio. DKK, mens omkostningerne til borerne er sat til i alt 85 mio. DKK. Omkostningerne til overfladeanlæg er sat til 90 mio. DKK. For præmiestørrelserne er der anvendt de af forsikringsmæglerne opgivne procentstørrelser.

Omkostningerne til forsikring er således i eksemplet ca. 15 % af anlægsomkostningerne, hvilket generelt vil give en forhøjelse af varmeproduktionsprisen på ca. 6 – 7 %.

Efterforskningsrisikoforsikringerne er, som det fremgår, de dyreste at tegne. I eksemplet udgør de ca. 66 % af de samlede forsikringsomkostninger. For at nedbringe de geologiske usikkerheder, og derved skabe basis for at minimere præmierne, er der i afsnit 6 beskrevet en metode, som GEUS vil anvende for systematisk at kvantificere usikkerhederne, så de bliver sikrere at estimere.

Det er vigtigt at bemærke, at der er adskillige typer af omkostninger, der ikke kan forsikres, og hvor fjernvarmeselskabet bærer risici alene. Der kan nævnes følgende eksempler:

Fase 1 – seismiske undersøgelser:

- Almindeligt forekommende markskader og afgrødeerstatninger, der bør indarbejdes i budgettet
- Forsinkelser på grund af vejrliget, for eksempel regn, sne og hård vind, der bør indregnes i budgettets reserver med en størrelse, der er afhængig af årstiden for feltoperationerne

Fase 2 – borer:

- Forsinkelser i gennemførelse af borerne på grund af forskelle i planlagt boreprofil og -program i forhold til, hvad der konstateres under boreprocessen; forsinkelserne kan i nogle tilfælde minimeres, hvis der er udført seismik af god kvalitet til støtte for udarbejdelsen af en boreprognose, men der vil altid være en usikkerhed, som fjernvarmeselskabet må dække via budgettets reserver
- Forsinkelser på grund af boretekniske forhold, for eksempel tab af boremudder eller svigt af udstyr; forsinkelser medfører normalt ekstra omkostninger relateret til boreriggen, men også til udstyr og personel, der på borepladsen må afvente at komme til at udføre deres del af arbejdet
- Forsinkelser eller i værste fald opgivelse af boringen, fordi udstyr herunder borerig ikke er dimensioneret til opgaven

Generelt gælder, at forkerte beslutninger eller forkert design på grund af konsulenternes manglende erfaringer med tilsvarende opgaver kun er dækket i begrænset omfang via konsulenternes rådgiverforsikringer. Generelt gælder det derfor, at der bør entres med konsulenter, der kan dokumentere stor erfaring inden for de pågældende opgaver.

## 4 EU-projektet GEOFAR

### 4.1 Projektets rammer og rapporter

De seneste års betydelige stigninger i prisen på fossile brændsler kombineret med de øgede krav om at nedsætte CO<sub>2</sub>-emissionerne medførte, at et EU-projekt kaldet GEOFAR (Geothermal Finance and Awareness in European Regions) blev igangsat i september 2008.

Formålet med projektet var at kortlægge, hvilke især økonomiske barrierer der hindrer udbygningen af den geotermiske sektor i EU, samt foreslå, hvorledes disse barrierer kan minimeres, så udviklingen kan accelereres.

I GEOFAR-projektet deltog 8 selskaber og institutioner fra 5 lande: Tyskland, Frankrig, Spanien, Grækenland og Portugal.

Projektet har lagt vægt på at kortlægge ikke-tekniske barrierer både inden for geotermisk varme- og el-produktion for herefter at kunne opstille et forslag til et finansielt instrument, der kan sikre, at de økonomiske risici ved at investere i geotermisk energiindvinding minimeres. Forslaget er fremlagt i rapporten "Emerging financing scheme for fostering investment in the geothermal energy sector", marts 2011. Rapporten kan hentes på [www.geofar.eu](http://www.geofar.eu).

På samme link kan der hentes 7 nyhedsbreve og en række andre rapporter, der giver et godt overblik over den geotermiske sektor i Europa:

- "Non-technical barriers and the respective situation of the geothermal energy sector in selected countries", marts 2009
- "Financial instruments as support for the exploitation of geothermal energy", juni 2009
- "Innovative geothermal applications", februar 2010
- "Case studies for selected geothermal operations", april 2010

De to første rapporter gennemgår de barrierer, som er identificeret i de enkelte lande, samt de støtteinstrumenter, der anvendes i disse lande. Rapporterne konkluderer, at hovedbarrieren er den risiko, der er forbundet med investeringen af betydelige beløb, inden der er sikkerhed for, at projektet bliver en succes.

De to næste rapporter gennemgår dels 40 eksempler på anlæg i 8 forskellige lande, herunder også fejlslagne projekter, for at rette opmærksomheden hen mod, hvad der er muligt, og hvordan projekter kan realiseres. Desuden gennemgås en række tekniske muligheder for indførelse af nye metoder til bedre udnyttelse af anlæg. Eksemplerne dækker både varme- og el-producerende anlæg.

Projektet, der var 2-årigt, lå inden for rammerne af programmet "Intelligent Energy Europe" (IEE). GEOFAR blev afsluttet via 5 seminarer afholdt i efteråret 2010 og januar 2011.

### 4.2 Garantiordninger på det private marked

Det tyske forsikringsmarked omtales som det marked, der er længst i udviklingen. Markedet omtales også i GEOFAR's slutrapport "Emerging financing scheme for fostering investment in the geothermal energy

sector”, side 50, hvor det konkluderes, at for projekter under etablering har det i de fleste tilfælde ikke vist sig muligt at komme overens om forsikringer, der dækker risikoen vedrørende manglende reserver. Størrelsen af risikoen vurderes fra 5 % til 50 %, hvilket må formodes at forhindre enighed om blandt andet præmiestørrelser.

GEOFAR konkluderer, at risiko for manglende reserver endnu ikke er moden til at blive dækket af kommercielle forsikringsselskaber.

### 4.3 GEOFAR's forslag til finansielle instrumenter

GEOFAR har fremlagt sit forslag til garantiordning i rapporten ”Emerging financing scheme for fostering investment in the geothermal energy sector”, marts 2011.

Garantiordningen foreslås at omfatte alle EU lande, hvor både varme- og el-producerende anlæg skal kunne komme ind under ordningen. Ordningen skal give garantier for en delvis betaling af omkostningerne vedrørende efterforskning og udførelse af produktionsboring i de tilfælde, hvor geotermiske reserver ikke findes eller findes i utilstrækkelige mængder/kvalitet.

GEOFAR anslår, at hvis garantiordningen omfatter en beløbsramme på 450 mio. EUR (ca. 3,4 mia. DKK), og den anvendes over 5-7 år, så vil investeringerne i den geotermiske sektor kunne fordobles.

GEOFAR vurderer, at investeringerne i el-producerende anlæg er 3 – 4 gange større end i varme-producerende anlæg, og at risikoen for fejlslagne investeringer også er væsentlig større. På den anden side bemærkes, at både de miljømæssige og økonomiske fordele ved succes er tilsvarende større.

Ordningen foreslås sammensat af 3 finansielle instrumenter, der alle bliver ledet af et geotermisk risikonedsettelsesprogram (Geothermal Risk Mitigation (GeoRiMi) programme):

1. Instrument 1 omfatter medfinansiering af gennemførlighedsstudier af det geotermiske potentiale udelukkende udført af regionale eller lokale myndigheder.
2. Instrument 2 omfatter at yde delvis garanti til efterforskning for kvalificerede geotermiske projekter.
3. Instrument 3 omfatter at yde delvis garanti til udførelse af en produktionsboring for kvalificerede geotermiske reservoirer.

Instrument 1 er foreslået, fordi der særligt i østeuropæiske lande er et stort behov for finansiering af indledende studier, der vurderer projektkoncepter, sikrer kvalitet i studierne og evaluerer muligheden for etablering af offentlige-private-partnerskaber. Det maksimale beløb, der kan dække op til 90 % i støtte, er begrænset til 25.000 EUR (ca. 185.000 DKK).

Instrument 2 er en garanti på 60 % af omkostningerne af efterforskningsstudier inklusive geofysiske studier, seismiske studier og efterforskningsboringer.

Instrument 3 er en garanti på 67 % af omkostningerne af produktionsboringen.

Støtte og garantier foreslås kanaliseret gennem en specialiseret finansiell institution kaldet Geothermal Risk Mitigation Programme. EU foreslås at oprette et sådant program med finansiell og ledelsesmæssig

deltagelse af den europæiske investeringsbank (EIB) og mæglere fra den private sektor. Programmet skal sikre sig adgang til eksperter inden for geologi og indvinding.

GeoRiMi-programmet giver kun garantier relateret til risiko for manglende reserver. Alle andre risici bæres af projektoperatørerne.

Ud over de 450 mio. EUR fra EU foreslår GEOFAR følgende tre finansieringskilder:

- En garantibetaling på 6 % af de garanterede boreomkostninger. Ved 67 % dækning af 2 boringer til 75 mio. DKK betales således 3 mio. DKK forud, før arbejdet påbegyndes.
- Salg af materiel fra opgivne projekter svarende til andelen af den garanterede sum.
- Betaling af en succesrate, der forfalder, når anlægget er overgået til normal drift.

Den foran nævnte betaling vil kun ved meget høje succesrater kunne få ordningen til at hvile i sig selv. Det er imidlertid GEOFAR's vurdering, at succesraterne er relativt lave, hvilket vil medføre, at den væsentligste del af garantibeløbene vil komme til udbetaling.

#### 4.4 GEOFAR's forslag evalueret ud fra et dansk perspektiv

GEOFAR's forslag er i vid udstrækning opbygget til støtte for el-producerende projekter, der indtil videre har en relativ lille succesrate, men som via øgede aktiviteter eventuelt kan modnes til at blive af stor betydning for den geotermiske sektor i EU. For at opstille et muligt basisscenario for GeoRiMi-programmet anvender GEOFAR blandt andet følgende forudsætninger:

- Succesrate for efterforskningsfasen (det vil sige geologisk model baseret på eksisterende boringer og nye seismiske data) – 25 %
- Succesrate for borefasen (det vil sige 1. og 2. boring, når efterforskningsfasen er en succes) – 35 %

Det betyder, at 3 ud af 4 projekter påregnes opgivet efter efterforskningsfasen (geologisk model baseret på eksisterende boringer og nye seismiske data), og at yderligere 2 ud af 3 projekter påregnes opgivet efter borefasens 1. eller 2. boring.

Der lægges vægt på, at både varmeproducerende og el-producerende projekter støttes og garanteres, samt at der tages geografiske hensyn under tildelingen. I basisscenariet påregnes knapt 100 projekter at blive garanteret i efterforskningsfasen, og knapt 50 projekter at blive garanteret i borefasen, før beløbsrammen på 450 mio. EUR er udfyldt.

Under danske forhold, hvor projekterne alene er varmeproducerende, og reservoirerne er baseret på sandstensformationer og ikke opsprækket grundfjeld, vurderes de ovennævnte succesrater at være alt for pessimistiske. Hvis det forudsættes, at projektlokaliteterne vælges med omhu efter en indledende screeningfase baseret på eksisterende viden efterfulgt af etablering af en foreløbig geologisk model baseret på eksisterende ældre boringer og seismiske data, skønnes det, at den gennemsnitlige succesrate for efterforskningsfasen henholdsvis borefasen er ca. 70 % henholdsvis ca. 90 %.

GEOFARs forslag har flere forhold, man bør være opmærksom på:



- Forslaget er ikke godkendt endnu, og via personlig kontakt til nøglepersoner fra GEOFAR-projektet må det konstateres, at der er en betydelig usikkerhed for, om projektet kan vinde tilstrækkelig tilslutning til, at ordningen faktisk implementeres.
- Garantierne vurderes at udgøre for lille en procent af omkostningerne til, at risikoen er minimeret tilstrækkeligt til, at investeringer er attraktive.
- Garantierne er begrænset til efterforskning og borer. Mere langsigtede problemer med produktionen, der opstår, når der også er investeret i overfladeanlæg, er ikke dækket.
- Beløbsrammen påregnes at omfatte både el- og varme-producerende projekter, der skal være geografisk fordelte. Skønnes det, at halvdelen af de 50 projekter, der kan opnå støtte i borefasen, er varmeproducerende, må det påregnes, at Danmark næppe opnår støtte til mere end 1 -2 projekter, hvilket er utilstrækkeligt til generelt at fremme en dansk udvikling på området.
- Evalueringsmekanismen for projekterne er endnu ikke etableret, men det er foreslået, at dette sker individuelt for de enkelte projekter, ligesom det ikke er de samme personer, der evaluerer projekterne.
- Det må forventes, at det vil tage måneder at udvikle og ensrette mekanismerne og udvælge eksperterne.
- Det må desuden forventes, at behandlingen af de enkelte garantier vil være tidskrævende, hvorfor det bør undgås, at behandlingen ligger på tidsplanernes kritiske vej.
- Det er en ulempe, at programmet er begrænset til 5 – 7 år, idet sektoren på så få år næppe kan nå at modnes, så garantiordninger er overflødiggjorte. Udviklingen for sektoren kan derfor blive bremsset igen.

Det må konstateres, at GEOFAR's forslag ikke er omfattende nok og ikke løser de danske projektejerers problemer, selv om det delvist kan hjælpe 1 – 2 projekter.

## 5 Forslag til statslig garantiordning for reserver

Det er en barriere for udviklingen af den danske geotermiske energisektor, at der for øjeblikket ikke eksisterer forsikringer, der er tilpasset sektoren, og som kan dække risikoen for, at reserverne ikke er til stede – en såkaldt efterforskningsrisikoforsikring (Exploration Risk Insurance). Ved reserver forstås de varmemængder, der kan produceres til en for fjernvarmeselskabet acceptabel pris.

Hverken EU via GEOFAR-modellen eller det private forsikringsmarked har løsninger, der tilgodeser danske fjernvarmeselskabers behov for en ordning, som

- er permanent,
- fra begyndelsen er gennemsigtig vedrørende betingelserne,
- er fleksibel vedrørende fjernvarmeselskabets valg af grænse for acceptable vandledende egenskaber (transmissivitet) og temperatur,
- dækker alle faser og investeringer,
- har acceptable egenomkostninger,
- og styres af et organ med indgående viden om dansk undergrund og danske produktionsforhold.

Med et udgangspunkt i, at staten ud fra et samfundsmæssigt perspektiv vil bidrage til at mindske denne barriere for den geotermiske sektor, er der efterstående beskrevet et forslag til en garantiordning i statsligt regi.

### 5.1 Indledning

Formålet med en garantiordning for geotermiske reserver er, at den kan begrænse det tab, der opstår, hvis forventningerne til undergrundens egenskaber skuffes.

Garantiordningen giver kun en delvis dækning af investeringerne for at sikre, at alle interessenter gennem hele projektet har fælles mål, hvor det undgås, at der kan være et økonomisk incitament til at opgive projektet, når borer og anlægsetablering kan bringes til at blive operationelle. Garantiordningen inddeles efter projektets faser:

- Fase 1, der vedrører etablering af geologisk model, seismiske undersøgelser og andre forundersøgelser, dækkes med op til 80 % af omkostningerne ved opgivelse af projektet.
- Fase 2, der vedrører borer og tests, dækkes med op til 85 % af omkostningerne ved opgivelse af projektet.
- Fase 3, der vedrører geotermiske overfladeanlæg (eksklusive drivvarmeanlæg), dækkes med op til 90 % af omkostningerne ved opgivelse af projektet.

### 5.2 Garantiordningens overordnede principper

Staten etablerer garantiordningen via oprettelse af en fond med en startkapital på 20 mio. DKK og underliggende trækingsrettigheder på minimum 150 mio. DKK.

De overordnede retningslinjer for fonden og garantiordningens forvaltning er:

- Fonden skal tilstræbes at kunne fungere over en lang årrække, hvorfor fondens midler skal søges at blive holdt intakt. Projekter, der ansøger om garanti, skal evalueres individuelt, og fonden skal afpasse sine tilbud om garantiandel og derved projekternes selvrisiko efter størrelsen af risici.
- Det er gratis for et projekt at få stillet en garanti, men garantiens dækning er afhængig af risikovurderingen, ligesom projekter kan være så usikre, at der ikke gives noget tilbud om garanti.
- Garantiordningen og fonden administreres af en bestyrelse, som bistås af et sekretariat.
- Bestyrelsen skal inden for de enkelte projekter afveje disses risici og dækningsandel mod hinanden, således at dækningsandelen for det enkelte projekt, og derved projektets selvrisiko, justeres i forhold til projektets totale risiko. Bestyrelsen beslutter, om forsikring skal afslås eller tilbydes, og hvad dækningsandelen i så fald skal være.
- Fonden får en startkapital på 20 mio. DKK og underliggende trækingsrettigheder på minimum 150 mio. DKK.
- Fonden dækker omkostningerne vedrørende driften af garantiordningen, herunder bestyrelsens og sekretariatets arbejde og evalueringen af de enkelte projekter.
- Desuden betaler fonden for de stillede garantier i forsikringerne, når projekter må opgives.
- Når den første garanti for et fjernvarmeselskab er etableret, overvåges fondens indestående løbende.
- Der indkaldes beløb fra Staten, hvis Fondens indestående bliver mindre end 3 mio. DKK, så Fonden suppleres op til 20 mio. DKK. Tilsvarende skal de underliggende trækingsrettigheder altid være på minimum 150 mio. DKK.

Da etablering af en forsikring ofte kan ligge på kritisk vej for et projekts tidsplan, må langsommelige administrative processer undgås, hvis ordningen skal blive en succes.

Det er afgørende, at garantiordningen sikres adgang til den bedste tekniske kompetence på området. Bestyrelsen sammensættes af repræsentanter med viden om geologi, risikovurdering og fjernvarmeproduktion. Sekretariatet placeres i Energistyrelsen.

Fonden etableres hos Energistyrelsen, der administrerer fonden. Der gennemføres ekstern revision.

### 5.3 Evaluering af reservoirrisici

Evalueringen af reservoirrisici for en specifik lokalitet er relateret til tilstedeværende reserver og falder i to grupper:

- Undergrundens parametre
- Fjernvarmeselskabets maksimalt acceptable varmeproduktionspris

Samspillet mellem undergrundens parametre og den acceptable varmeproduktionspris resulterer i en samlet risiko for, om reserverne er til stede, og ud fra denne risiko fastlægger fondens bestyrelse garantiens maksimale dækning.

Definitionen på reserver er de varmemængder, der kan produceres fra undergrunden til en varmepris, der er under eller lig den for fjernvarmeselskabet maksimalt acceptable.

## 5.4 Fase 1 – efterforskningsundersøgelser

GEUS foretager på vegne af fjernvarmeselskabet evalueringen af risici vedrørende undergrunden.

For Fase 1, der normalt vedrører etablering af en geologisk model for undergrunden i det lokale interesseområde baseret på nærliggende eksisterende seismiske data og borerer samt nye moderne seismiske undersøgelser, er usikkerhederne primært relateret til undergrundens kompleksitet, og til hvorvidt geologiske data fra ældre borerer kan følges frem til en borelokalitet i interesseområdet via det samlede seismiske datasæt. Det er afgørende, om en robust geologisk model for undergrundens opbygning kan etableres for det område, hvorfra der skal indvindes geotermisk varme. I de fleste tilfælde kan formationsgrænser identificeres i eksisterende dybe borerer og følges via seismiske data ind i et interesseområde, hvorved tykkelsen og dybden af de geologiske lag kan vurderes med en rimelig præcision.

I kombination med GEUS' regionale geologiske modeller kan net sand tykkelserne<sup>2</sup> derefter estimeres, forudsat at den geologiske model er nogenlunde korrekt. De enkelte sandstenslag kan normalt ikke skelnes, da opløseligheden for seismiske data er ca. 20 – 30 m på de relevante dybder. De seismiske data giver også et billede af, om undergrunden i interesseområdet er relativt uforstyrret eller stærkt deformeret af bevægelser (foldninger og forkastninger) efter dannelsen af formationerne. Folder og forkastninger medfører ofte, at den geologiske model er behæftet med større usikkerhed, da det kan være vanskeligt at følge laggrænserne. Endvidere kan forkastninger danne hydrauliske barrierer, idet de helt eller delvist bryder lagenes kontinuitet eller er uigennemtrængelige for vand.

### 5.4.1 Risikovurdering

GEUS evaluerer fjernvarmeselskabets interesseområde ud fra datatæthed, datakvalitet og den geologiske model for reservoirets (-ernes) usikkerhed relateret til ekstrapolation af de relevante parametre. Se afsnit 6.2.

Klassificeringen af interesseområdet afspejler den usikkerhed, der er vedrørende vurdering af undergrundens sammensætning i området, og dermed med hvilken sikkerhed vurderingen af risikoen, der ønskes dækket under garantien, kan udføres med. Resultatet er, at selvrisikoens størrelse øges, jo vanskeligere risikovurderingen er.

Fondens bestyrelse kan afslå at udstede en garanti, hvis den finder, at projektet med overvejende sandsynlighed kan ende med en teknisk og/eller økonomisk fiasko. Normalt vil en sådan vurdering være baseret på, at bestyrelsen har en mere pessimistisk vurdering end fjernvarmeselskabet af undergrundens produktivitet ved lokaliteten og/eller størrelsen af de nødvendige investeringer.

Bestyrelsen kan foreslå, at særlige undersøgelser bliver gennemført for ansøgers regning, hvor et positivt resultat af undersøgelserne kan gøre projektet værdigt til forsikring. For eksempel vil den kemiske sammensætning af reservoirets porevæske i særlige tilfælde kræve en afklaring af, hvordan langtidsproduktion kan foregå.

---

<sup>2</sup> Den samlede tykkelse af en formation bestående af lersten, sandsten, mv. benævnes normalt gross tykkelsen, mens den samlede tykkelse af formationens sandstenslag benævnes net sand tykkelsen.

## 5.4.2 Garantiens omfang

Ved udstedelse af garantien vurderes klassificeringen, og garantiandelen sættes i forhold hertil som følger:

- Lav risiko – garantien dækker 80 % af fasens budget
- Middel risiko – garantien dækker 70 % af fasens budget
- Høj risiko – garantien dækker 60 % af fasens budget

Garantien skal være udstedt, før operationerne i feltet påbegyndes. Efter fasen er gennemført, justeres budgettet i forhold til de faktiske omkostninger.

## 5.4.3 Udbetaling af garanti

Garantien kommer til udbetaling ved afslutningen af Fase 1, hvis fondens bestyrelse vurderer, at ingen af reservoirformationerne kan identificeres på de seismiske profiler ved lokaliteten, eller hvis alle reservoirernes net sand tykkelse må vurderes halveret eller mere i forhold til forventet, og projektet opgives før Fase 2. Garantien kommer desuden til udbetaling, hvis projektet opgives på et tidspunkt efter første boring, og der udbetales garanti vedrørende omkostninger relateret til Fase 2 og eventuelt Fase 3.

Flere reservoirformationer giver flere muligheder for succes, mindre risiko for udbetaling af garantien og for, at selvriskoen kommer i spil.

## 5.5 Fase 2 – boringer

### 5.5.1 Risikovurdering

Når Fase 1's resultater er indhøstede, er det bedst mulige grundlag for en evaluering af undergrundens egenskaber tilvejebragt. Forskellige projekter vil stadig have forskellig risiko for eksempel på grund af:

- Forskellig sikkerhed i datagrundlaget; for eksempel kan boringerne, der ekstrapoleres fra, have forskellig kvalitet af data, herunder beskrivelse af borespåner, sidevægskerner, konventionelle kerner, typer af borehulslogs og deres kvalitet m.v., ligesom reservoirerne kan være testede tidlige, eller det kan være uprøvede reservoirer.
- Der kan være ét eller flere reservoirer.
- Kemien af porevæsken i reservoirerne kan være forskellig.

GEUS foretager for fjernvarmeselskabet en evaluering for interesseområdet af de to vigtige parametre – transmissiviteten  $D$  (de vandledende egenskaber) og temperatur  $T$  – for hvert hovedreservoir. For transmissiviteten opstilles evalueringen som et interval med  $P(D)_{50}$  som den mest sandsynlige værdi og skønsmæssigt ansatte værdier for  $P(D)_{10}$  og  $P(D)_{90}$  som nedre og øvre afgrænsning af intervallet. Transmissiviteterne i intervallet antages at være tæt på log normal-fordelte.

Intervallet må påregnes at blive større, jo dårligere kendskabet til den lokale geologi er. GEUS vil ved vurderingen af transmissiviteten også så vidt muligt inddrage potentielle langtidsrelaterede problemer forårsaget af porevæskens kemiske sammensætning, hvor udfældninger kan influere væsentligt på transmissiviteten.

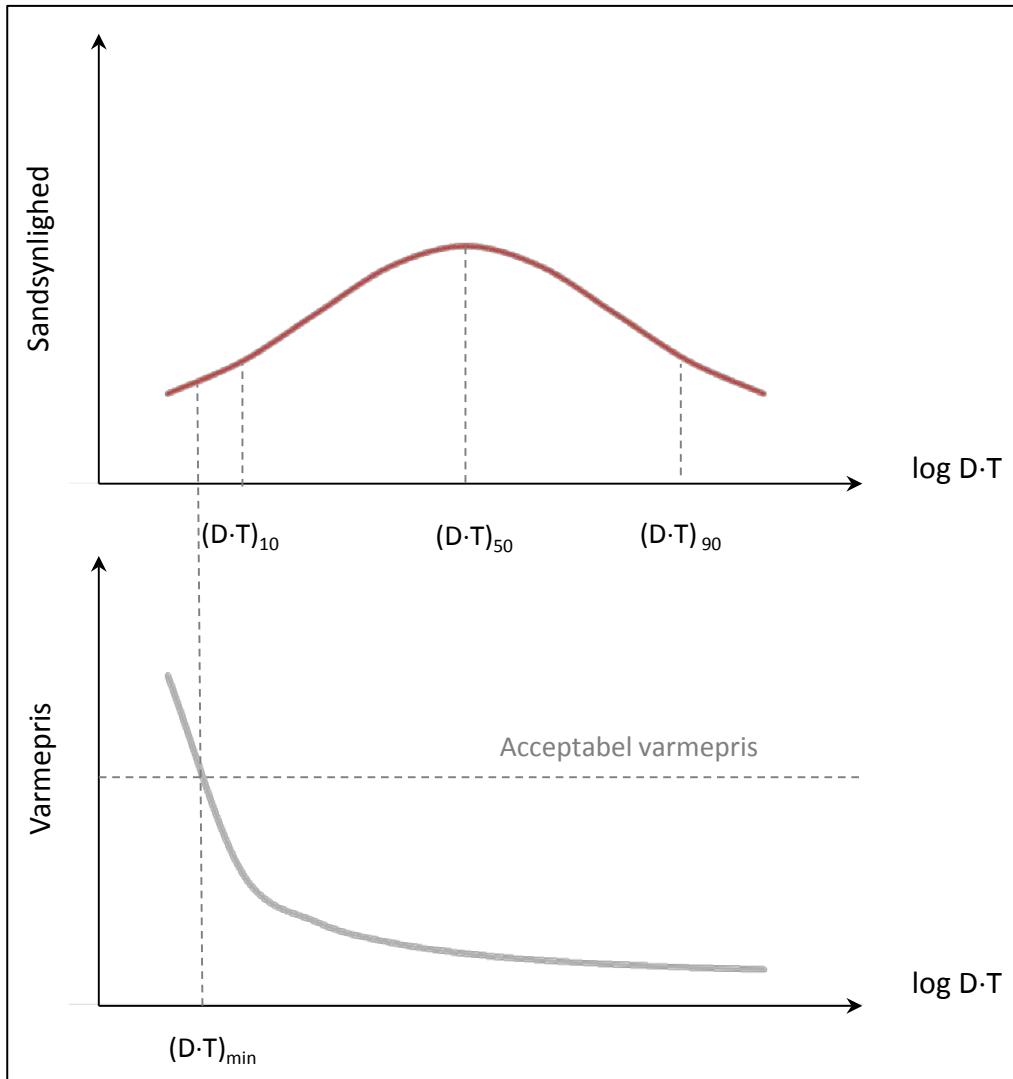
Ved den normale tæthed og kvalitet af det datagrundlag, der er til rådighed forud for Fase 2, vil der for næsten alle evalueringer være en lille risiko for, at den er særdeles fejlbehæftet, så den rammer helt ved siden af. For eksempel kan en geologisk udvikling især ved stor afstand til de nærmeste borer medføre, at der er en ændring fra et reservoir domineret af sandsten til et reservoir domineret af lersten, så transmissiviteten ved lokaliteten er lav, og reservoiret er uegnet til produktion. Endvidere kan mindre forkastninger, der ikke kan ses på de seismiske data reducere reservoirets transmissivitet. Skal sådanne forhold dækkes af intervallet, bliver intervallet så bredt, at evalueringen bliver ubrugelig til beskrivelse af parameterspredningen. Værdierne for de nederste 10 % af transmissiviteterne, der tillægges unormale geologiske variationer, medregnes derfor ikke i intervallet.

For en nærmere gennemgang af, hvorledes GEUS evaluerer transmissiviteten og temperaturen og de dertil hørende usikkerheder for et givet område, henvises der til afsnit 6.3.

### 5.5.2 Garantiens omfang

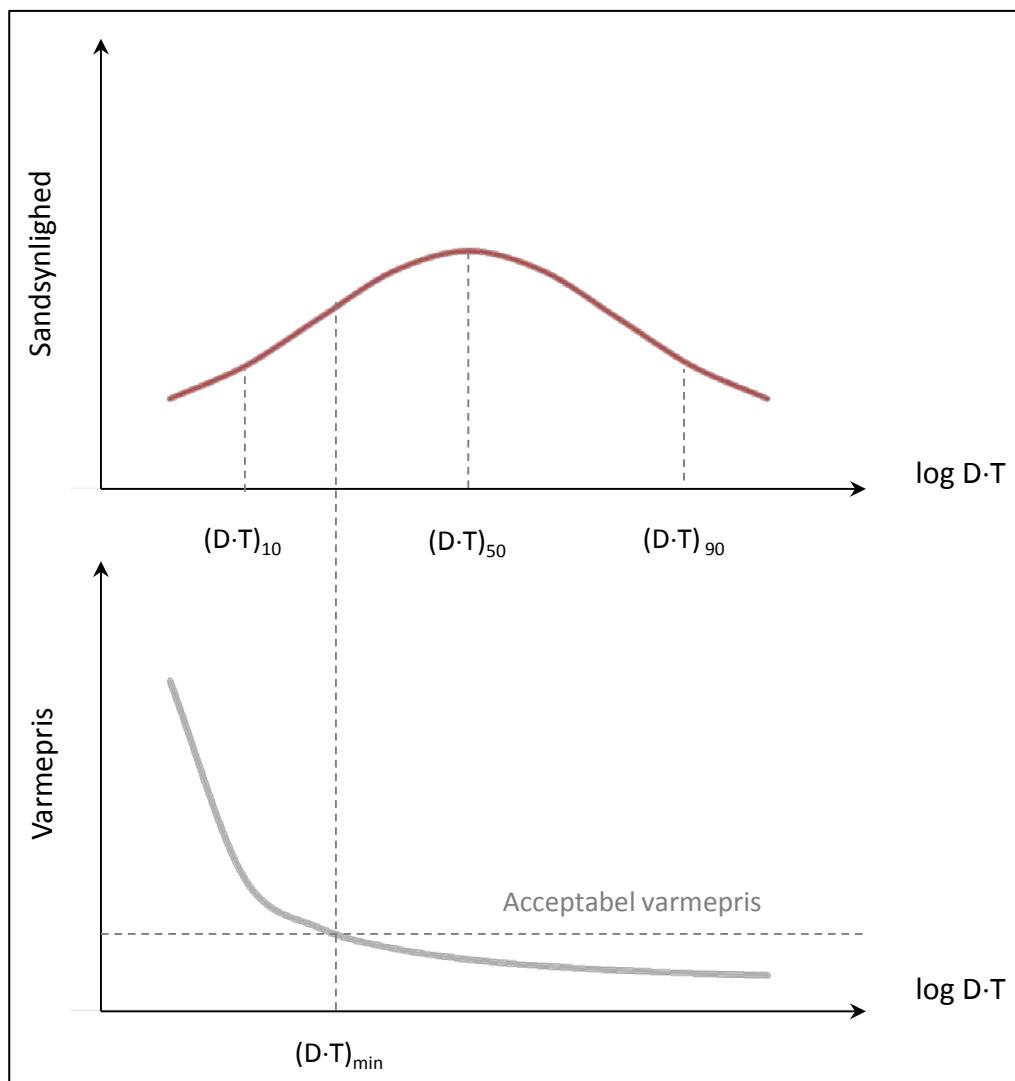
Fjernvarmeselskabet evaluerer, hvad varmeprisen vil blive ved de forskellige transmissiviteter og temperaturer, og fastlægger det krævede produkt af transmissivitet og temperatur, som er nødvendig for, at projektet kan videreføres. Denne værdi betegnes  $(D \cdot T)_{\min}$ . En rapport om disse forhold indleveres til fonden mindst 8 uger før et eventuelt tilbud om garantistillelse ønskes. Fondens bestyrelse og sekretariat kan udbede sig supplerende oplysninger, evalueringer og baggrundsmateriale for at kunne foretage en tilfredsstillende vurdering af projektet.

Et eksempel på en sådan sammenligning af fjernvarmeselskabets mindstekrav og vurderingen af reservoirets ydeevne fremgår af figuren nedenfor:



Figur 2: Sammenligning mellem fjernvarmeselskabets mindstekrav og reservoirets ydeevne

Øges fjernvarmeselskabets mindstekrav, øges også risikoen for, at de ikke kan indfries, hvilket er illustreret på figuren nedenfor:

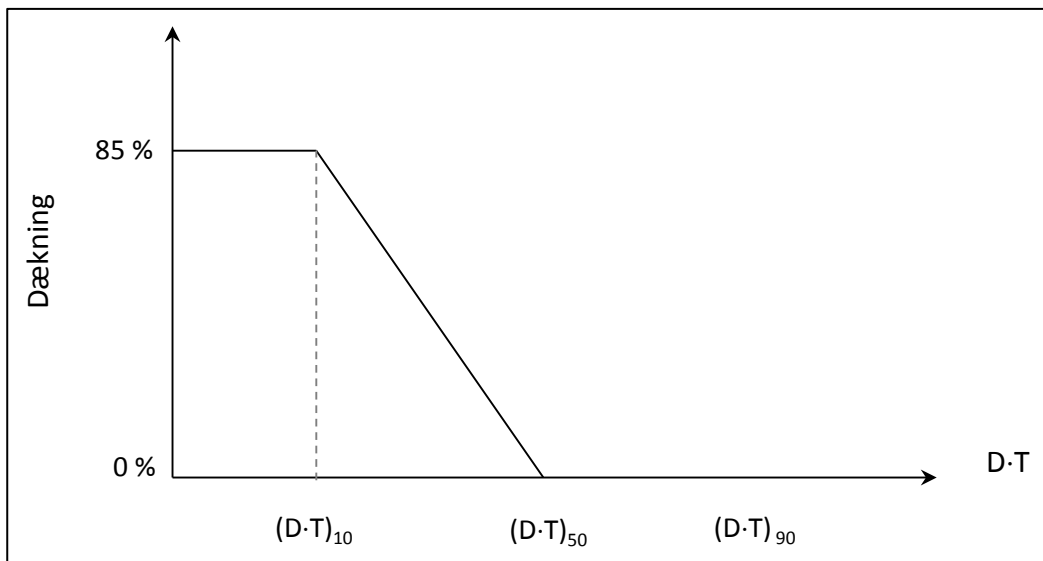


Figur 3: Større mindstekrav betyder større risiko for fiasko

På baggrund af GEUS' vurderinger af transmissiviteter og temperaturer evaluerer fonden, om en garantistillelse kan tilbydes, og hvad dækningsandelen i givet fald kan være. De generelle retningslinjer er som følger:

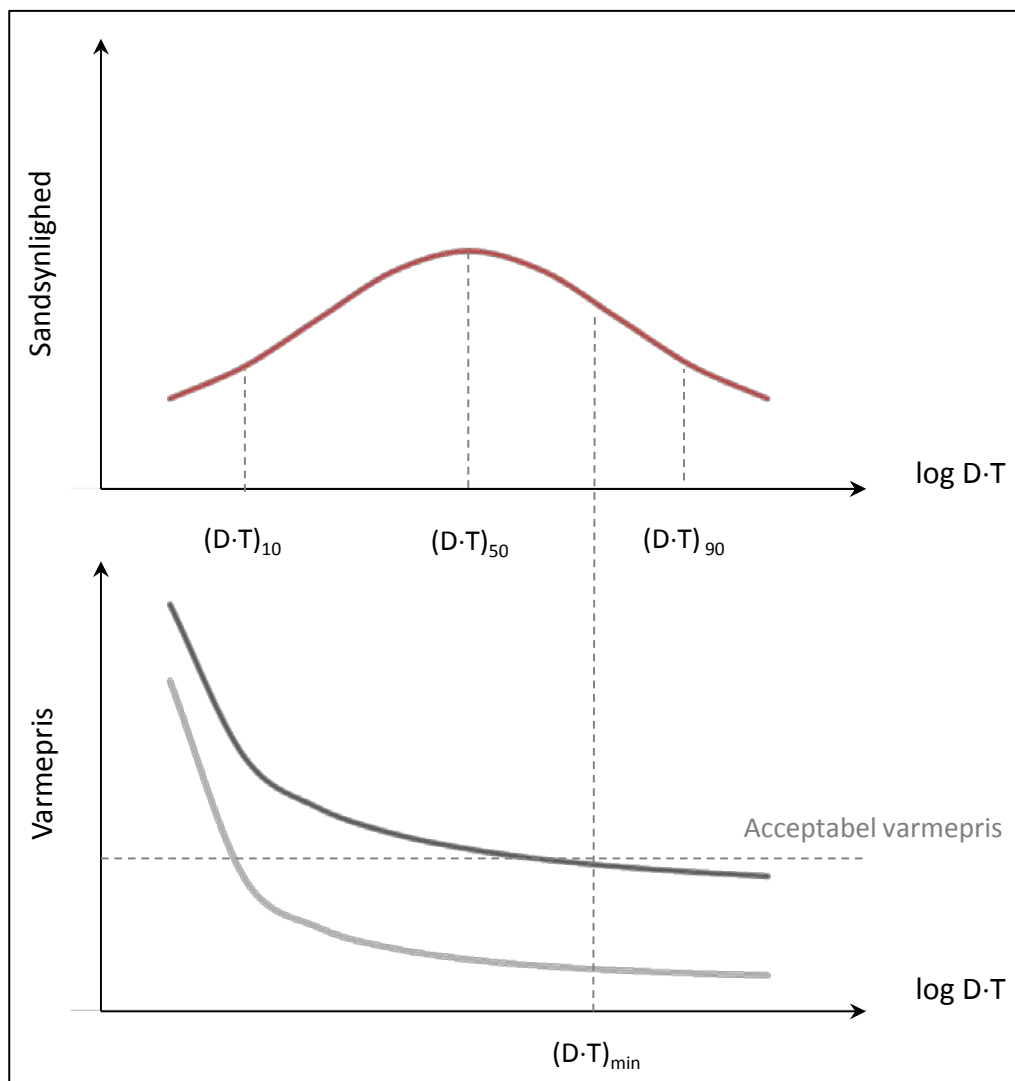
- Dækningsandelen er 85 % af de faktiske omkostninger under Fase 2, hvis  $(D \cdot T)_{\min}$  er mindre end eller lig med  $P(D \cdot T)_{10}$ , som vurderet af GEUS.
- Dækningsandelen er 0 %, hvis  $(D \cdot T)_{\min}$  er større end eller lig med  $P(D \cdot T)_{50}$ , som vurderet af GEUS.
- Dækningsandelen varierer lineært i intervallet mellem  $P(D \cdot T)_{10}$  og  $P(D \cdot T)_{50}$ .





Figur 4: Garantidækning

Er Fase 1 omfattet af en garanti (se afsnit 5.4 ovenfor), kan garantistillelse for Fase 2 normalt forventes af fjernvarmeselskabet. Fondens bestyrelse kan dog afslå at stille en garanti, hvis den finder, at der under Fase 1 er dukket nye problemstillinger op, der kan medføre, at projektet med overvejende sandsynlighed kan ende med en teknisk og/eller økonomisk fiasko. Denne situation er illustreret på figuren nedenfor:

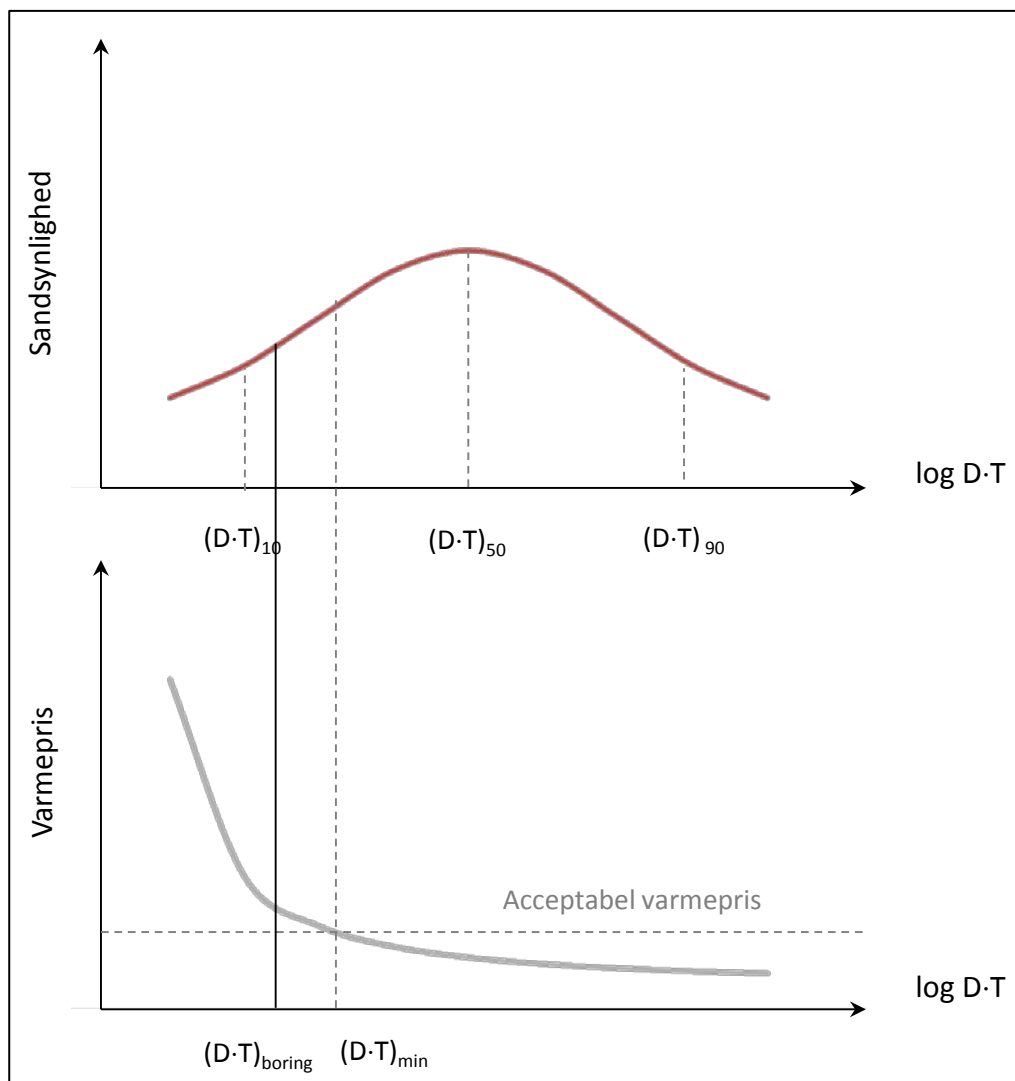


Figur 5: For høje mindstekrav umuliggør garantidækning

Garantien skal stilles, før boreoperationerne under conductor pipe eller under 100 m's dybde påbegyndes.

### 5.5.3 Udbetaling af garanti

Når den første boring er boret, testes denne for at fastlægge de faktiske værdier for reservoirets transmissivitet og temperatur i denne boring alene. Med reservoirets transmissivitet menes der den reelle transmissivitet ekskl. tryktab i overgangen mellem reservoir og boring (skin), som skyldes for eksempel en ufuldstændig fjernelse af mudderkagen fra boreprocessen. Såfremt produktet af de faktiske værdier for transmissivitet og temperatur – benævnt  $(D \cdot T)_{\text{boring}}$  – er lavere end  $(D \cdot T)_{\text{min}}$  kommer garantien til udbetaling, såfremt fjernvarmeselskabet vælger at opgive projektet. Denne situation er illustreret på nedenstående videreudbygning af figur 3:



Figur 6: Er reservoirets ydeevne for ringe, kan garantien komme til udbetaling

Fortsættes projektet derimod med boring af den anden boring, skal også denne testes for at fastlægge transmissiviteten gennem reservoiret (kaldet kommunikationen) samt reservoirtemperaturen, der godt kan variere, såfremt reservoiret ligger dybere eller mere grundt i den anden boring. Såfremt produktet af de faktiske værdier for transmissivitet og temperatur – benævnt  $(D \cdot T)_{\text{kommunikation}}$  – er lavere end  $(D \cdot T)_{\text{min}}$  kommer garantien til udbetaling, såfremt fjernvarmeselskabet vælger at opgive projektet. Situationen svarer til figuren ovenfor.

Før udbetaling af garantien kan fondens bestyrelse for forsikringstagers regning forlange specifikke arbejder gennemført for at stimulere produktiviteten, herunder for eksempel injektion af syre eller reperforering for beløb på i alt op til 10 % af det garanterede beløb.

I stedet for udbetaling af garantien kan fonden for egen regning betale afhjælpende arbejder, der kan bringe produktiviteten op på over det acceptable minimumsniveau, herunder for eksempel udførelse af en supplerende boring.

Fonden har ret til, men ikke pligt til, at overtage boringen/boringerne med udstyr vederlagsfrit, hvis projektet opgives.

Krav om udbetaling af garanti for Fase 1 og 2 ved afslutningen af Fase 2 skal indgives senest 3 måneder efter projektet har gennemført og testet de borede brønde.

## 5.6 Fase 3 – overfladeanlæg og driftsperiode

### 5.6.1 Risikovurdering

Garantiforsikring for Fase 3 godkendes på baggrund af testresultaterne i Fase 2 og evalueringer af forventningerne til langtidsproduktivitet for eksempel vedrørende vandkemi.

Er der stillet garanti for Fase 2, kan garantistillelse for Fase 3 normalt forventes af fjernvarmeselskabet. Fondens bestyrelse kan dog afslå at stille garanti, hvis den finder, at der under Fase 2 er dukket nye problemstillinger op, der kan medføre, at projektet med overvejende sandsynlighed kan ende med en teknisk og/eller økonomisk fiasko.

### 5.6.2 Garantiens omfang

Fase 3 dækkes af garantien i det omfang omkostninger er realiseret op til 6 måneder efter, at anlægget har påbegyndt produktion til fjernvarmenettet.

Garantien dækker 90 % af samtlige omkostninger i Fase 3, hvis undergrundsforhold medfører, at anlægget må opgive produktionen.

### 5.6.3 Udbetaling af garanti

Såfremt fjernvarmeselskabet inden for to år efter idriftsættelsen af det geotermiske anlæg må indstille produktionen permanent og kan redegøre for, at dette skyldes opståede problemer i forhold til reservoirets transmissivitet (herunder vandkemiske problemer), og at disse problemer ikke kunne forudses på tidspunktet for idriftsættelsen, kommer den samlede garanti for Fase 1, 2 og 3 til udbetaling.

I stedet for udbetaling af garantibeløbet kan fonden for egen regning betale afhjælpende arbejder, der kan bringe produktiviteten op på over det acceptable minimumsniveau, herunder for eksempel udførelse af en supplerende boring.

Fonden har ret til, men ikke pligt til, at overtage boringerne og overfladeanlægget inklusivt alt tilhørende udstyr vederlagsfrit, hvis projektet opgives.

## 6 GEUS' evalueringsmodel

GEUS har gennem en årrække vurderet det geotermiske potentiale i den danske undergrund siden de indledende undersøgelser i 1970'erne. De sidste par år har GEUS udført en række undersøgelser af de geotermiske muligheder i forskellige lokalområder i forbindelse med rådgivningsarbejde for adskillige lokale fjernvarmeselskaber. I forbindelse med dette arbejde har GEUS udviklet metoder, som er brugbare og effektive, når efterforskningsrisici for et givent interesseområde skal vurderes. I dette kapitel beskrives, hvorledes disse metoder på en systematisk måde undersøger og vurderer de geologiske forhold i et lokalt interesseområde og på denne baggrund beskriver de usikkerheder, der knytter sig til vurderinger af de vandledende egenskaber og temperaturen af et sandstensreservoir, således at det bedst mulige grundlag for at vurdere de efterforskningsmæssige risici og usikkerheden for opnåelse af en rentabel geotermisk produktion i det lokale interesseområde opnås.

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. Kun få af de beskrevne metoder er ud fra en videnskabelig synsvinkel tilstrækkeligt dokumenteret og gennemprøvet, og der skal derfor fortsat indsamles erfaringer til kalibrering af metoderne samt en bedre forståelse af deres brugbarhed og begrænsninger. Metoderne er derfor ikke færdigudviklede og kræver yderligere tilpasninger for at kunne dække de danske forhold. Metoderne bør løbende justeres og tilpasses ud fra grundige analyser af eksisterende data, men også ud fra en detaljeret vurdering af, hvordan en statistisk metode bedst beskriver usikkerhederne i forbindelse med en rumlig ekstrapolation baseret på en sparsom datadækning.

Et andet punkt, hvor yderligere viden vil styrke modellerne, er forholdet mellem dybde og porøsitet. Dette kan føre til unøjagtigheder, især når der er store forskelle på den forventede indvindingsdybde i det geotermiske anlæg og dybden til reservoirerne i de borer, der indgår i analysen. Dybdekorrektionen bør anvendes på porøsitetsfordelingen, efter at porøsiteten er rumligt ekstrapoleret. Generelt bør metoderne derfor på en bedre måde integrere porøsitetsændring med dybde blandt andet baseret på detaljerede analyser af målinger i borer (logs) samt på studier af den mekaniske og kemiske indflydelse (kompaktion, cementering, mv. – samlet kaldet diagenese) på porøsitet og permeabilitet blandt andet vurderet ud fra petrografiske studier, bassinmodellering m.m.

Den statistiske metode bør primært bruges i områder, hvor datagrundlaget i form af borer og seismiske data er stort, og hvor den geologiske model er tilstrækkelig pålidelig til, at den statistiske metode er relevant. Dette kan være et problem flere steder i det danske område, hvor data er sparsomme.

### 6.1 Metoder til evaluering af efterforskningsrisikoen

Følgende afsnit gennemgår på en systematisk måde, hvordan de væsentligste geologiske forhold kan kvantificeres med det endelige mål at beskrive de usikkerheder, der knytter sig til reservoir(-ernes) vandledende egenskaber og temperatur.

Afsnit 6.2 beskriver en metode, der forud for Fase 1 resulterer i en kvalitativ klassificering af efterforskningsrisikoen baseret på eksisterende data og en vurdering af den geologiske kompleksitet. Formålet med metoden er trinvist at minimere efterforskningsrisikoen og dermed trinvist at øge sikkerheden i beslutningsgrundlaget. Et væsentligt element er at kunne vurdere, med hvilken sikkerhed et

nyt seismisk indsamlingsprogram forventes at kunne underbygge og støtte den foreløbige geologisk model for interesseområdet.

Afsnit 6.3 beskriver en semi-kvantitativ metode, som efter Fase 1 og forud for Fase 2 kan anvendes til bestemmelse af reservoirets gross tykkelse, net sand tykkelse, permeabilitet og endelig transmissivitet ud fra en overordnet prospektevaluering baseret på ekspertvurderinger af de væsentligste parametre i interesseområdet.

Afsnit 6.3.6 og 6.3.7 beskriver overvejelser vedrørende en statistisk metode, der resulterer i en vurdering af 1) transmissivitet og 2) temperatur for de enkelte reservoirer på en given lokalitet.

## 6.2 Kvalitativ metode til vurdering af et interesseområdes efterforskningsrisiko forud for Fase 1

I forbindelse med udarbejdelsen af den foreløbige geologiske model (se bilag A, trin 1) foretages der om nødvendigt en detaljeret stratigrafisk analyse og kvalitativ vurdering af de til rådighed værende petrofysiske borehulsmålinger støttet af beskrivelser af borespåner, eventuelle sidevægs-kerner samt konventionelle kerner fra relevante, nærliggende borer, for dels at vurdere om relevante reservoirenheder findes i lokalområdets undergrund og for dels at vurdere deres reservoiregenskaber. For yderligere at styrke den foreløbige geologiske model for undergrundens opbygning, skal det nye seismiske indsamlingsprogram tage højde for usikkerheden på de eksisterende seismiske data i interesseområdet.

Metoden skal kunne afgøre i hvilket omfang de eksisterende brønd- og seismiske data kan danne baggrund for en vurdering af en mulig kommende borelokalitet tæt på det område, der skal forsynes med geotermisk varme.

Følgende metode sammenfatter således en kvalitetsvurdering på baggrund af den eksisterende database (boringsbeskrivelser, logs og seismiske data) og sammenholder den efterfølgende med allerede eksisterende regionale tolkninger og kortlægninger. Metoden resulterer i en klassificering, som illustrerer efterforskningsrisikoen baseret på en vurdering af

1. datatæthed,
2. kvaliteten af de eksisterende data
3. og deres afstand til interesseområdet.

Denne indledende klassificering vil efterfølgende blive kombineret med en vurdering af områdets forventede geologiske kompleksitet ud fra den eksisterende seismiske tolkning og kortlægning.

Metoden indeholder en risikovurdering af alle bore- og seismiske data. Risikovurderingen af boringsdata kan defineres ud fra en borings effektive dataafstand, det vil sige den afstand, indenfor hvilken data fra boringen med tilstrækkelig pålidelighed kan bruges til opbygning af en geologisk model. Boringen afbildes på kortform som en cirkel med boringens effektive dataafstand som radius. Boringens radius har en anslået minimum udgangsværdi, som er defineret ud fra boringens alder, men som gradvist øges som udtryk for brøndens betydning for pålideligheden af den geologiske model:

1. hvis boringens alder har en særlig betydning,
2. hvis der findes kerner fra brønden i reservoirintervallet,

3. hvis der er lavet bio- og lithostratigrafi,
4. hvis log data er af en tilstrækkelig pålidelig kvalitet til petrofysisk logtolkning,
5. samt hvis sedimentologiske og petrografiske analyser findes, idet de har betydning for vurderingen af reservoierens mekaniske og kemiske omdannelse (diagenese).

Hvis en brønds effektive dataafstand krydses af markante strukturelle elementer i undergrunden i form af forkastninger eller saltdiapirer afsnøres eller afskæres cirklen langs forkastningens eller saltstrukturens omrids, idet det som udgangspunkt antages, at der ikke er hydraulisk forbindelse på tværs forkastningen.

Tolkning og kortlægning af eksisterende seismiske data kan, afhængig af deres opløselighed, normalt kortlægge de mest relevante reservoirenheders øvre og nedre laggrænser, og dermed estimere den rumlige seismiske tykkelsesvariation i 2D langs et profil eller i 3D inden for et afgrænset område. De enkelte sandstenslag samt den interne sandstens/lerstens-fordeling kan derimod ikke skelnes, idet opløseligheden ofte er under 20–30 m.

Til en risikovurdering af de seismiske data defineres den effektive seismiske afstand som den maksimale afstand, indenfor hvilken tolkningerne af linjen kan bruges til opbygning af en geologisk model for området. De eksisterende data er ligeledes klassificeret ud fra deres alder. På lignende måde defineres en effektiv forkastnings-afstand og en effektiv saltstruktur-afstand.

Hvis den kvalitative vurdering af bore- og seismiske data sammenstilles på kortform, kan det resulterende kort illustrere den usikkerhed i data, der ligger til grund for den geologiske model for de potentielle reservoier, og kan hermed indikere, i hvilken grad de relevante parametre kan ekstrapoleres til interesseområdet. Klassificeringen sker ud fra følgende kriterier:

- Lav risiko kræver, at der er en eller flere boringer gennem reservoiret (-erne) mindre end 10 km fra interesseområdet med en veldokumenteret beskrivelse af reservoiret (-erne) baseret på borespåner og borehulslogs til karakterisering og inddeling af reservoirets (-ernes) i sektioner. Desuden skal der i mindst én boring inden for 10 km radiussen være indsamlet og beskrevet kvalitetsmæssigt gode konventionelle borekerner eller sidevægskerner (SWC) dækkende reservoirets vigtigste sektioner eller være udført veldokumenteret prøvepumpning fra reservoiret. Endvidere skal der være en god direkte korrelation fra boringen (-erne) til interesseområdet via seismiske data af god kvalitet. Endelig skal den regionale geologiske model underbygge, at data fra boringen (-erne) kan ekstrapoleres til interesseområdet.
- Middel risiko kræver, at der er en eller flere boringer gennem reservoiret (-erne) mellem 10 – 30 km fra interesseområdet med en veldokumenteret beskrivelse af reservoiret (-erne) baseret på borespåner og borehulslogs til karakterisering og inddeling af reservoirets (-ernes) sektioner. Desuden skal der i mindst én boring inden for 30 km radiussen være indsamlet og beskrevet kvalitetsmæssigt gode konventionelle borekerner eller sidevægskerner (SWC) dækkende reservoirets vigtigste sektioner eller være udført veldokumenteret prøvepumpning fra reservoiret. Endvidere skal der være en god direkte korrelation fra boringen (-erne) til interesseområdet via seismiske data af god kvalitet. Endelig skal den regionale geologiske model underbygge, at data fra boringen (-erne) kan ekstrapoleres til interesseområdet.
- Høj risiko dækker alle lokaliteter, der ikke kan leve op til klassificeringskravene for middel eller lav data risiko.

## 6.3 Semi-kvantitativ metode til bestemmelse af permeabilitet/transmissivitet og temperatur forud for Fase 2

Den semi-kvantitative metode vurderer produktions-potentialet udtrykt som en kvantitativ beskrivelse af de potentielle reservoirenheder samt den effektive gennemsnitlige permeabilitet ud fra en geologisk beskrivelse. Permeabiliteten antages i udgangspunktet at være afhængig af dybden. Den resulterende effektive transmissivitet kan ved en vurdering af kontinuiteten mellem produktionsboringen og injektionsboringen yderligere udvides til den effektive kommunikative transmissivitet ved at tilføje et udtryk for den hydrauliske kommunikation mellem borerne.

Den semi-kvantitative metode estimerer net sand tykkelse og sammenholder den med en ekspert-baseret kvantitativ bestemmelse af de væsentligste geologiske parametre i interesseområdet, og støttet af en geologisk model beskrives den rumlige udbredelse heraf. Den geologiske model danner således grundlaget for en vurdering af den rumlige udbredelse af det geotermiske potentiale baseret på et begrænset antal gennemsnitlige, opsummerede og kalibrerede parametre. Den semi-kvantitative metode resulterer i en indirekte vurdering af et områdets potentiale og usikkerhed.

Den geologiske variation kan defineres en samlet lateral kontinuitet vurderet ud fra:

- A. en geologisk aflejningsmodel for dannelsen af reservoiret
- B. en forkastningsfaktor ('F-kontinuitetsfaktor'), som er bestemt ud fra de seismiske data, hvor data viser, at forkastninger kan have betydning for lagets kontinuitet.

Produktet (A·B) udtrykker aflejningsmiljøet og sandstenslagenes rumlige potentiale og tager således højde for både kontinuitet ud fra aflejningsmodellen og for afstanden til forkastninger baseret på den tilgængelige seismiske database. Produktet skal efterfølgende justeres med andre parametre, som har betydning for vurderingen af produktions-potentialet.

### 6.3.1 Den geologiske aflejningsmodel

Den geologiske aflejningsmodel beskriver dannelsen af reservoiret ud fra en tolkning af aflejningsmiljøet og danner hermed basis for en vurdering af den geologiske variation af de dannede bjergarter udtrykt ved kontinuiteten og variationen af reservoirenhederne.

Den oprindelige kontinuitet i sandstensreservoirerne er defineret ud fra det oprindelige aflejningsmiljø; det vil sige, om aflejringen af sandet for eksempel fandt sted i et dybt hav, kystzonen, et delta, en flettet eller mæandrerende flod, en flodslette, en sø, en ørken eller andre miljøer. Det antages for eksempel almindeligvis, at marine sandsten har større lateral udbredelse og er mere homogene end fluviale kanalsandsten.

Det oprindelige aflejningsmiljøes indflydelse kan primært beskrives ud fra net/gross-forholdet, idet det antages at et højt forhold (stort indhold af sandsten i forhold til lersten) – alt andet lige – øger chancen for lateral hydraulisk kommunikation mellem sandstenene.

Tykkelsen af sandstenene er en anden vigtig parameter, idet et tykt lag – alt andet lige – øger chancen for, at laget er kontinuert over et større område. Dette er dog ikke altid tilfældet, idet for eksempel reservoirer dannet i nedskårne floddale kan være linseformede i tværsnit og dermed afgrænset til siderne.



Hvis man som udgangspunkt antager, at der kun skelnes mellem to hovedaflejringsmiljøer:

- A. et flettet flodsystem (med kanaler, flodslette, søer, etc.)
- B. en marin kyst (inkluderende dybt vand, kyst, lagune, barriereø, tidevandsdelta, strandslette, etc.)

kan man via en række tabeller beskrive en matrix af kontinuitetsfaktorer udtrykt som en formodet sammenhæng mellem de to hovedmiljøer og bestemt af net/gross-forholdet og den dominerende tykkelse af sandstenslagene (se bilag B, tabel 1 – 3). Denne klassificering af den oprindelige kontinuitet er bestemt ud fra en række nødvendige ekspert-bestemte gennemsnitsbetragtninger (midlinger), og der er i eksemplet kun skelnet mellem to hovedaflejringsmiljøer. Ud fra en stratigrafisk-sedimentologisk analyse vurderes det for eksempel, om hovedparten (> 50 %) af sandstenslagene for hver af de potentielle reservoirenheder er tynde (< 5 m), middel (5–10 m) eller tykke (> 10 m), og om net/gross-forholdet er < 25 %, 25 – 50 %, 50 – 75 % eller > 75 %, og via tabel 1 eller 2 samt net/gross-forholdet får man et udtryk for den oprindelige kontinuitet (se bilag B).

Tabellerne 1 – 3 i bilag B antyder en lineær sammenhæng mellem stigende net/gross-forhold, tykkelse af lagene og kontinuitet. Denne lineære sammenhæng er ikke teoretisk funderet eller empirisk eftervist og er formentlig ikke gældende for reservoirer med få, tynde lateralt begrænsede (det vil sige isolerede) sandstens-linser (for eksempel reservoirer opbygget af flettede flodkanal sandsten med lave net/gross-forhold). I sådanne tilfælde er det muligt/sandsynligt, at en lille øgning i antallet af kanal sandstenslinser kan øge forbindelsen i reservoiret væsentligt og ikke-lineært.

Net/gross-forholdet afspejler udelukkende den relative fordeling mellem sandsten og ikke-reservoir, og viser ikke, om reservoiret er opbygget af mange tynde sandsten (med begrænset lateral udbredelse) eller få tykke (med større udbredelse). For eksempel vil reservoirer med få tykke sandstenslag adskilt af tykkere lerstenslag, som det for eksempel ofte ses i marine aflejringer, bliver noget nedgraderet, da det lave net/gross-forhold resulterer i en relativ lav kontinuitetsfaktor, selvom der er stor sandsynlighed for, at de få men tykke marine sandstenslag (> 5 m) vil være til stede. Ligeledes siger net/gross-forholdet ikke noget om de tykke sandstenslags placering i reservoiret; det vil sige, om de især ligger i toppen af reservoiret ('tykken-opad' sekvens), eller om de ligger i bunden ('tynden-opad' sekvens).

En mere fyldestgørende analyse og evaluering af sandsynligheden for en given kontinuitet i forskellige aflejringsmiljøer vil kræve grundige geo-stokastisk modelleringer, samt en nærmere undersøgelse i en række studie-områder, hvor data-dækningen og data-kvaliteten er optimal; dette ville muliggøre en bedre vurdering af de faktiske kontinuitetsfaktorer (bilag B). Relevante studier kunne for eksempel være velblottede lagserier eller data fra felter med mange borer med tryktest eller produktionsdata suppleret med omfattende litteraturstudier.

### 6.3.2 Vurdering af forkastningers betydning for kontinuitet i sandstensreservoirerne

I forbindelse med undersøgelser af det geotermiske potentiale, herunder udførelsen af den første boring, er det vigtigt, at der for potentielle borelokaliteter tages hensyn til de eventuelt nærliggende markante forkastninger, som kan identificeres ud fra den seismiske kortlægning af eksisterende og nye data (se trin 2 i bilag A). Forkastningerne har en afgørende betydning for reservoirernes kontinuitet for eksempel indenfor en forventet produktions-radius på 4 km<sup>2</sup> (2 x 2 km<sup>2</sup>) og dermed for placeringen af produktions- og injektions-boringerne samt for den forventede udvikling i produktionstemperaturen over tid.

Større forkastninger har afgørende indflydelse på reservoierens kontinuitet, idet forkastningerne kan opdele reservoierne, så der ikke er sammenhæng og forbindelse på tværs af forkastningerne. Identifikation af forkastninger er afhængig af den seismiske opløselighed, idet forkastningerne skal have en forsætning, der overstiger den seismiske opløselighed for at kunne identificeres. Inden for dybdeintervallet på ca. 800 – 3.000 m, hvor de relevante sandstensreservoirs findes, kan de seismiske data kun afsløre forkastninger med en forsætning mindst 20 – 40 m, afhængig af datakvaliteten. Forkastninger med mindre forsætninger vil ikke nødvendigvis bryde reservoierens kontinuitet fuldstændigt, men kan have afgørende betydning for reservoierets produktionskapacitet (trin 3, bilag A).

Vurderingen af forkastningsfaktoren kan illustreres ved at konstruere forkastningskort. Disse kort kan for eksempel konstrueres ved at antage, at de identificerede forkastninger ikke har betydning for kontinuiteten i områder, som ligger mere end 2 km fra forkastningen; påvirkningen øges derimod gradvist ind mod forkastningen.

### 6.3.3 Vurdering af sandstensreservoirers egenskaber baseret på petrofysiske analyser af boringsdata

Reservoiregenskaberne vurderes ud fra well-site geologernes beskrivelser af cuttings-prøver (borespåner) fra nærliggende borer. I bilag C er vist et eksempel, hvor de væsentligste informationer er summeret på tabel-form. For hver borelokalitet sammenstilles der information om de relevante geologiske lag ('Name'), det dybdeinterval laget forventes at findes i ('Depth interval'), den totale tykkelse af formationen ('Gross thickness'), net/gross-forholdet ('Reservoir/gross ratio') og tykkelsen af det tykkeste sandstenslag ('thickness of the thickest sandstone').

For flere parametre er der angivet tre tal 'Min', 'Expect.' og 'Max', hvor 'Expect.' angiver den mest sandsynlige værdi baseret på det bedst mulige skøn. Derudover er der angivet en minimums- og maksimums-værdi, der blandt andet afspejler den usikkerhed, der er i vurderingerne baseret på den geologiske model.

Tabellen angiver også den forventede middeldkornstørrelse ('Grain size'), sorteringsgrad ('Sorting') og cementeringsgrad ('Cementation') for hver reservoirenhed. Disse tre parametre er væsentlige når permeabilitet og transmissivitet skal vurderes, men er ofte vanskelige at bestemme lokalt.

For hver af disse tre parametre er der angivet en skalerings-parameter, der er baseret på en kombination af teoretiske overvejelser og empirisk erfaring. Hver parameter indeholder summen af flere semi-kvantitative delfaktorer (bilag D). Cementeringsgraden er således summen af en række delfaktorer, som mineralsammensætning, klima og temperatur på aflejringstidspunktet, cementtype, reservoierets begravelseshistorie m.m.

Normalt måles porøsitet og permeabilitet på prøver udboret i kerner med faste dybdeintervaller (normalt med ca. 30 cm afstand), hvorfor der også vil blive målt porøsitet og permeabilitet i de dele af formationen, der ikke vil bidrage i betydeligt omfang til en egentlig produktion. Den egentlige sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet er p.t. ikke nærmere bestemt, og modsat porøsitet viser målte permeabiliteter altid en meget stor variation. En valgt porøsitets/permeabilitets-relation skal derfor være i overensstemmelse med de få datapunkter, som stammer fra pumpeforsøg. Imidlertid er en sådan relation behæftet med væsentlige usikkerheder, dels som følge af det spinkle datagrundlag, men også som følge af en stor geologisk variation. Den store naturlige variation skyldes, at der er adskillige processer, som fra

aflejringstidspunktet og frem til i dag, forringer reservoirets permeabilitet: kornstørrelse, kompaktion, indhold af partikler i lerstørrelse, temperaturfølsomme udfældningsprocesser (af for eksempel kvarts og kalцит i porerummet) og temperaturfølsomme omdannelsesprocesser (af for eksempel feldspatminerale til lerminerale). Den samlede effekt af disse processer (kaldet diagenese) er en ikke-lineært aftagende permeabilitet med dybden.

For at kunne vurdere permeabiliteten i den semi-kvantitative metode forudsætter man derfor, at man kan finde en general permeabilitet/dybde-relation for det danske område, hvor permeabiliteten aftager med dybden. Denne relation vil – baseret på en estimeret permeabilitets-log i den nærmeste boring og et skøn for de tre skalerings-parametre – blive justeret eller kalibreret, så den repræsenterer de lokale værdier bedst muligt.

De vandledende egenskaber indgår således kun indirekte ud fra en estimeret permeabilitets-log, som er beregnet i forbindelse med den petrografiske analyse. Men for at kunne bestemme den endelige transmissivitet er det vigtigt at kunne bestemme transmissivitets-værdier (= kh). Men hvordan denne ekstraktion af værdier skal foregå og hvordan gennemsnits-Kh beregnes (midling) er ikke helt klart på nuværende tidspunkt. Det er på nuværende tidspunkt også vanskeligt præcist at bestemme sammenhængen mellem de tilnærmede normalt-fordelte porøsitet-værdier og de ikke normalt-fordelte permeabilitets-værdier estimeret ud fra de eksisterende kerne-boringer.

#### 6.3.4 Andre parametre med betydning for vurdering af produktions-potentialet

#### 6.3.5 Vurdering af produktions-potentialet (PRO) for en given borelokalitet

Den semi-kvantitative metode kan samlet udtrykkes som et produktions-potentiale (PRO), som beregnes for hver af de mulige reservoirenheder på hver borelokalitet:

$$PRO = h_{\text{netsand}} \cdot KF \cdot [KSF \cdot SF \cdot CG] \cdot P$$

hvor

$h_{\text{netsand}}$  er net sand tykkelsen

KF er den laterale kontinuitetsfaktor af sandstenslagene (se Bilag B)

KSF er kornstørrelsesfaktoren

SF er sorteringsfaktoren

CG er cementeringsgraden

P er permeabiliteten vurderet ud fra en generaliseret permeabilitets/dybde-relation

De permeabilitets-reducerende parametre er samlet i de tre skalerings-faktorer (kornstørrelse, sortering, cementering).

Den forventede net sand tykkelse defineres for alle potentielle reservoirenheder, idet interesseområdet – baseret på borings- og seismiske data – inddeles i delområder, hvor tykkelsen af reservoiret overstiger 10 m, og hvor tykkelsen er defineret som summen af sandstenslag med en tykkelse over 1 m, der er sammenhængende over 1 km. Bemærk at graden af sammenhæng (det vil sige den geologiske kontinuitet) i naturen blandt andet er bestemt af det enkelte sandstenslags udbredelse, samt af hvorvidt sandstenslagene skærer sig ned i hinanden og derved skaber en hydraulisk kontinuitet.

Produktions-potentialet for et givent reservoir er et udtryk for den mest sandsynlige gennemsnits (1D) transmissivitet forud for en boring.

### 6.3.6 Statistisk risikovurdering for transmissiviteten

Normalt angiver GEUS i forbindelse med den petrofysiske analyse (bilag A, trin 1) en række skemaer, som opsummerer en estimeret permeabilitet ud fra en gennemsnitsporøsitet. Denne estimerede værdi er imidlertid ikke statistisk bestemt og ikke et tilstrækkeligt præcist estimat for den resulterende transmissivitet for reservoiret. Transmissivitet (D) er defineret som produktet af permeabiliteten (K) og net-sand tykkelsen (h), hvor permeabilitet angives i enheden Darcy, og net-sand tykkelsen angives i enheden m. Det vil sige at  $D = K \cdot h$  er et udtryk for, hvor let fluider kan strømme i en porøs bjergart.

Normalt er der ikke optaget en permeabilitetslog i de relevante boringer. Permeabiliteten kan derfor ikke bestemmes direkte ud fra de tolkede petrofysiske borehulslogs, men må beregnes ud fra porøsiteten, som kan tolkes fra logs. Relationen mellem porøsitet og permeabiliteten bestemmes ved kernemålinger af begge parametre. Da der almindeligvis ikke ses en entydig sammenhæng mellem permeabilitet og porøsitet, vil den tilhørende permeabilitet derfor kun kunne bestemmes med en vis variationsbredde, som umiddelbart kan betragtes som et udtryk for usikkerheden. Permeabilitets-bestemmelsen er en central usikkerhedsfaktor ved evaluering af et geotermisk potentiale.

De typiske sandstensformationer, der er relevante for geotermiske energi, har variation i porøsiteter, som er tilnærmelsesvis normalfordelte, hvorimod permeabiliteterne er tilnærmelsesvis log-normalfordelte.

Hvis net sand tykkelsen for reservoiret er kendt, kan variationsbredden for transmissiviteten beregnes. Det vurderes, at den væsentligste usikkerhed er knyttet til bestemmelsen af permeabiliteten, hvilket igen slår igennem på beregningen af transmissiviteten. Der kan derfor fastlægges en minimums-, maksimums- og middelværdi for transmissiviteten, fastlagt på baggrund af  $P(K)_{10}$ ,  $P(K)_{90}$  og  $P(K)_{50}$  værdier for permeabilitets-fordelingen. Her er antaget, at usikkerheden på net sand tykkelsen er lille i forhold til usikkerheden på permeabilitets-bestemmelsen.

Ved den normale tæthed og kvalitet af det eksisterende datagrundlag, vil der for næsten alle evalueringer være en risiko for, at den er fejlbehæftet. For eksempel kan en geologisk kompleksitet – især ved stor afstand til de nærmeste boringer og ved en række mindre mellemliggende forkastninger – medføre, at et lithologisk skift fra et sandsten- til et lersten-domineret reservoir ikke kan identificeres. Dette kan resultere i, at transmissiviteten ved lokaliteten er lav, og reservoiret er uegnet til produktion. Skulle sådanne forhold dækkes af usikkerhedsintervallet for transmissiviteten, kan man risikere, at intervallet bliver så bredt, at evalueringen bliver ubrugelig til beskrivelse af det geotermiske potentiale.

### 6.3.7 Statistisk risikovurdering for temperaturen

Antallet af temperaturdata i Det Danske Basin er begrænset og værdierne er målt på forskellige dybder og på forskellige tidspunkter. De resulterende geotermiske gradienter er derfor temmelig usikre, idet temperaturdatabase også indeholder værdier, som er behæftet med målefejl, dårlig kalibrering eller som har været påvirket af lokale geologiske forhold (for eksempel salt strukturer) eller det forudgående borearbejde. Alt dette er med til at begrænse antallet af pålidelige datapunkter. De målte temperaturværdier viser store variationer i forhold til dybde, blandt andet som følge af laterale variationer i varmeledningsevnen som følge af variation i lithologi afspejlende aflejringsmiljøet for de geologiske lag.

En lav geotermisk gradient er ofte relateret til positive strukturelle elementer i undergrunden, mens høje værdier ofte findes i dybe sedimentbassiner, som indeholder relativt tykke lerstens-rige enheder. Der findes derfor en aflang zone med lave gradienter omkring Ringkøbing-Fyn Højderyggen, mens højere temperaturværdier findes længere mod vest i Nordsøen. I Det Danske Basin varierer gradienten generelt fra ca. 20 til 30 °C/km. Hvis lokale anomalier udelukkes, og hvis der benyttes en gennemsnitlig årlig overfladetemperatur på 8 °C, kan en resulterende gradient på 23,2 °C/km betragtes som en minimal gennemsnitsværdi for den geotermiske gradient i det meste af det danske landområde. Aarhus Universitet har i mange år arbejdet med temperaturgradienter og indsamler løbende nye data til forbedring af de termiske modeller for undergrunden.

På grund af mangelfuldt detailkendskab til de enkelte enheders termiske egenskaber er det sjældent muligt at bestemme en præcis temperaturgradient. Normalt anvender man derfor en generaliseret temperaturgradient, som i bedste fald er bestemt ud fra de lokale data fra de nærmeste borer. Man bør dog altid – om muligt – vise den resulterende temperaturgradient med usikkerhedsangivelse på de enkelte dataværdier.

Generelt kan usikkerheden på reservoirtemperaturen sættes til  $\pm 10\%$  i mangel af bedre lokal/regional information.

## 7 Konklusioner

Fjernvarmeproduktion baseret på geotermisk energi er kendetegnet ved, at usikkerhederne primært ligger i etableringsfasen og kun i mindre grad under driftsfasen. Desuden er usikkerhederne primært relateret til undergrundens beskaffenhed og egenskaber, hvilket betyder, at usikkerhederne primært relaterer sig til de seismiske forundersøgelser (Fase 1) og borerne (Fase 2). Usikkerhederne er relativt høje frem til testen af den første boring i området, og i samspil med de relativt høje investeringer frem til dette punkt udgør usikkerhederne således en væsentlig barriere for udbredelsen af geotermi i den danske fjernvarmeforsyning.

Der er endnu begrænsede erfaringer med kommercielle forsikringer i den geotermiske sektor i Danmark. Udenlandske erfaringer indikerer dog, at især den såkaldte efterforskningsrisikoforsikring er meget dyr og alene fører til en forøgelse af anlægskostningerne på ca. 10 % svarende til en stigning i varmeproduktionsprisen på ca. 4 – 5 %. Desuden kan de seismiske forundersøgelser (Fase 1) ikke dækkes alene, men kun sammen med borerne (Fase 2), mens etableringen af overfladeanlægget (Fase 3) og den efterfølgende drift ikke kan dækkes. Alt i alt betyder det, at de kommercielle forsikringer ikke er attraktive for fjernvarmeselskaberne.

Det EU-finansierede GEOFAR-projekt (Geothermal Finance and Awareness in European Regions) har undersøgt de økonomiske barrierer og kommercielle forsikringsordninger i en række lande herunder Tyskland og Frankrig. Projektet når frem til den konklusion, at de nuværende kommercielle forsikringsprodukter ikke er modne til at dække efterforskningsrisikoen. I stedet foreslås en fælles europæisk garantiordning, men denne ordning – som endnu ikke er vedtaget i EU – vil i bedste fald kunne give en delvis afdækning af efterforskningsrisikoen for 1 – 2 danske projekter.

Derfor synes en statslig dansk garantiordning at være den bedste vej til at overvinde den barriere som efterforskningsrisikoen i dag udgør i forhold til at udnytte det ikke ubetydelige danske potentiale for fjernvarmeproduktion baseret på geotermi. En sådan statslig garantiordning kan – såfremt den organiseres fornuftigt – tilgodesee fjernvarmeselskabernes behov for en ordning, som

- er permanent,
- fra begyndelsen er gennemsigtig vedrørende betingelserne,
- er fleksibel vedrørende det enkelte fjernvarmeselskabs valg af grænse for acceptable vandledende egenskaber (transmissivitet) og temperatur,
- dækker alle faser og investeringer,
- har acceptable egenomkostninger,
- og styres af et organ med indgående viden om dansk undergrund og danske produktionsforhold.

Det vurderes, at en sådan statslig garantiordning vil kunne etableres for 20 mio. kr. Hertil kommer trækingsrettigheder på minimum 150 mio. kr. Ved kun at lade garantiordningen dække en del af investeringerne sikres det, at det enkelte fjernvarmeselskab altid tilskyndes til at fortsætte et projekt, medmindre der ikke er anden udvej end at opgive.

På trods af det stedvist begrænsede kendskab til undergrundens opbygning og ikke mindst egenskaber vurderes det, at GEUS på baggrund af kvalitative vurderinger, semi-kvantitative estimater og

ekspertvurderinger vil være i stand til at sætte tal på de geologiske usikkerheder, således at disse kan anvendes til at afgøre, om et projekt skal kunne indgå i den foreslåede garantiordning, samt hvor stor dækningen i givet fald skal være.

Det er vigtigt at understrege, at det forslag til en statslig garantiordning, som beskrives i denne redegørelse, er af principiel karakter. De overordnede principper, som beskrives her, skal efterfølgende detaljeres og bearbejdes yderligere, således at de kan håndteres og administreres i praksis.

## Baggrund for GEUS' evalueringsmodel for geotermiske prospekter

GEUS har dokumenteret, at der findes enorme geotermiske ressourcer i den danske undergrund (Mathiesen et. al. 2009). Undergrunden i Danmark består primært af dybe sedimentære bassiner med tykke lagserier, som blandt andet indeholder en række sandstensreservoirer. En sandsten er opbygget af sammenkittede sandkorn, hvor der i porerum mellem sandkornene findes varmt vand, der kan udnyttes til opvarmningsformål.

De mest velegnede reservoirer til geotermisk energiudnyttelse findes på dybder mellem ca. 800 og 3000 m, hvor reservoirernes temperatur og egenskaber er optimale. Foruden reservoirernes dybde og temperatur er deres vertikale tykkelse, laterale og vertikale kontinuitet, porøsitet (relativt porerumsvolumen) og ikke mindst permeabilitet (gennemstrømmelighed) samt det enkelte reservoirs aflejringstilstand og begravelshistorie de mest kritiske faktorer. Kontinuitet er et udtryk for, hvor sammenhængende et givent reservoir er, både som følge af den oprindelige fordeling af porøse sandstenslag i forhold til tætte lerstenslag (bestemt af miljøforholdene på aflejringstidspunktet), men også som følge af efterfølgende brudzoner (forkastninger), som opsprækker reservoiret i begrænsede enheder uden tilstrækkelig vandvolumen og hydraulisk forbindelse (kommunikation). Reservoirernes begravelshistorie beskriver de påvirkninger, sandstenslagene gennemlever især i form af mekaniske (kompaktion) og kemiske (cementering, udfældning af nye mineraler etc.) omdannelser (samlet kaldet diagenese) fra de er blevet aflejret for millioner af år siden og til i dag, hvor de befinder sig dybt i undergrunden. En lang række faktorer har således haft betydning for undergrundens beskaffenhed og indgår derfor i vurderingen af et geotermisk prospekt.

De fleste data fra undergrunden stammer fra GEUS' systematiske opsamling, registrering og bearbejdning af resultater fra tidligere tiders efterforskning efter olie og gas. Data består primært af refleksionsseismiske data og data fra dybe borer (petrofysiske målinger, borespånere og kerner). Disse data repræsenterer en meget stor værdi og opbevares derfor på en moderne og nemt tilgængelig måde.

En væsentlig barriere for udnyttelse af den store danske geotermiske ressource er de geologiske risici, der er knyttet til mangelfuld viden om undergrundens detaljerede opbygning. Reduktion af efterforskningsrisikoen kræver viden om undergrundens opbygning og beskaffenhed, så det er muligt at etablere de mest pålidelige og detaljerede geologiske modeller og prognoser. Usikkerheden i prognoserne er både relateret til de komplicerede geologiske forhold i undergrunden og til utilstrækkelige og ujævnt fordelte geologiske data, hvilket medfører, at de regionale geologiske modeller for de potentielle geotermiske reservoirer ofte er usikre, når det kommer til specifikke vurderinger af lokale geotermiske prospekter. Det er derfor vigtigt, at identificere de mest optimale og sammenhængende sandstensreservoirer, som for et givent område har tilstrækkelig produktionskapacitet af varmt vand.

Alle geotermiske prospekter er i efterforskningsfasen forbundet med en vis usikkerhed. Baseret på GEUS' regionale geologiske modeller vurderes chancen for succes ofte til at ligge mellem 10 og 90 % afhængig af områdets undergrund. GEUS sigter løbende efter at indskrænke dette udfaldsrum ved at kombinere mange års erfaring, eksisterende data, nye data og samle dem i robuste geologiske modeller for undergrunden. Ud fra den eksisterende viden er der således områder i Danmark, hvor undergrundens opbygning og sammensætning vurderes som værende særdeles velegnet til geotermisk produktion med meget lav efterforskningsrisiko. Tilsvarende er der områder, hvor undergrunden er meget dårligt kendt med deraf



følgende stor efterforskningsrisiko, samt områder der vurderes at være mindre egnede eller ligefrem uegnede til geotermisk produktion ud fra de i dag anvendte metoder for geotermisk produktion.

GEUS har med udgangspunkt i en løbende erfaringsopsamling udarbejdet en trinvis modningsprocedure (arbejdsgang), hvor alle relevante tilgængelige data vurderes, og hvor de væsentligste faktorer (tykkelse, lateral og vertikal kontinuitet, temperatur, dannelses- og begravelseshistorie, diagenetiske ændringer etc.) vurderes og estimeres før yderligere investeringer indledes. Hvis den indledende vurdering er tilstrækkelig positiv i forhold til etablering af geotermisk produktion følger herefter en række geofaglige trin, der har til formål at mindske de efterforskningsmæssige risici og dermed de tekniske og økonomiske usikkerheder og eventuelt tilhørende økonomiske tab, så grundlaget for en beslutning om etablering af et geotermiske anlæg trinvis styrkes. Formålet er således at indsnævre udfaldsrummet og øge sikkerheden i vurderingerne og prognoserne, således at beslutningsgrundlaget for gennemførelse eller opgivelse af et givent projekt styrkes. Modningsproceduren justeres efterhånden som ny viden og erfaring opstår.

Modningsproceduren indeholder således en række trin med geofaglige aktiviteter og er opstillet for trinvis at minimere efterforskningsrisikoen og styrke beslutningsgrundlaget for fortsættelse eller opgivelse af et geotermisk projekt (se figur A.1):

**1. Foreløbig Geologisk Model:** Opstilling af en foreløbig geologisk model baseret på de nærmeste relevante lokale data (dybe borer og seismiske data) kombineret med GEUS' regionale geologiske modeller.

**1a.** Hvis der findes ikke-frigivne seismiske eller boreringsdata i eller nær lokalområdet kan projektejerens overveje at søge adgang til disse data, da de kan styrke sikkerheden af den lokale geologiske model.

**2. Seismisk Indsamlingsprogram:** Hvis den foreløbige geologiske model og vurdering er tilstrækkelig positiv, vil næste trin oftest være at indsamle en tilstrækkelig mængde nye seismiske data, så en detaljeret seismisk kortlægning af lokalområdet kan foretages, blandt andet for at sikre at det geotermiske prospekt ikke gennemskæres af større forkastninger. En opdateret geologisk model udarbejdes på grundlag af trin 1 suppleret med tolkning og kortlægning af de nye data.

**3. Foreløbig Reservoirsimulering:** Hvis den opdaterede geologiske model forudsiger, at der findes reservoirer med et geotermisk potentiale i lokalområdet, bør en foreløbig simulering af reservoirets mulige vandproduktion foretages for at få et estimat og tilhørende usikkerheder m.m. for den mængde af varmt vand, der kan indvindes.

**4. Boreprognose:** Hvis reservoir simuleringen for den valgte lokalitet er tilfredsstillende med hensyn til tilstedeværelse af et eller flere reservoirer med gode sandstenslag med geotermisk potentiale, tilstrækkelig afstand til forkastninger m.m. vil næste trin være at opstille en egentlig boreprognose for en efterforskningsboring.

**5. Efterforskningsboring:** I forbindelse med udførelsen af efterforskningsboringen (-erne) gennemføres der grundige pumpetests i de potentielle sandstenslag, for at få afklaret om undergrunden er velegnet til geotermisk varmeproduktion.

**6. Evaluering af efterforskningsboring:** Efter afslutning af efterforskningsboringen (-erne) og pumpetesten vurderes resultaterne med fokus på reservoirs (-ernes) dybde, tykkelse, egenskaber og kvalitet, samt

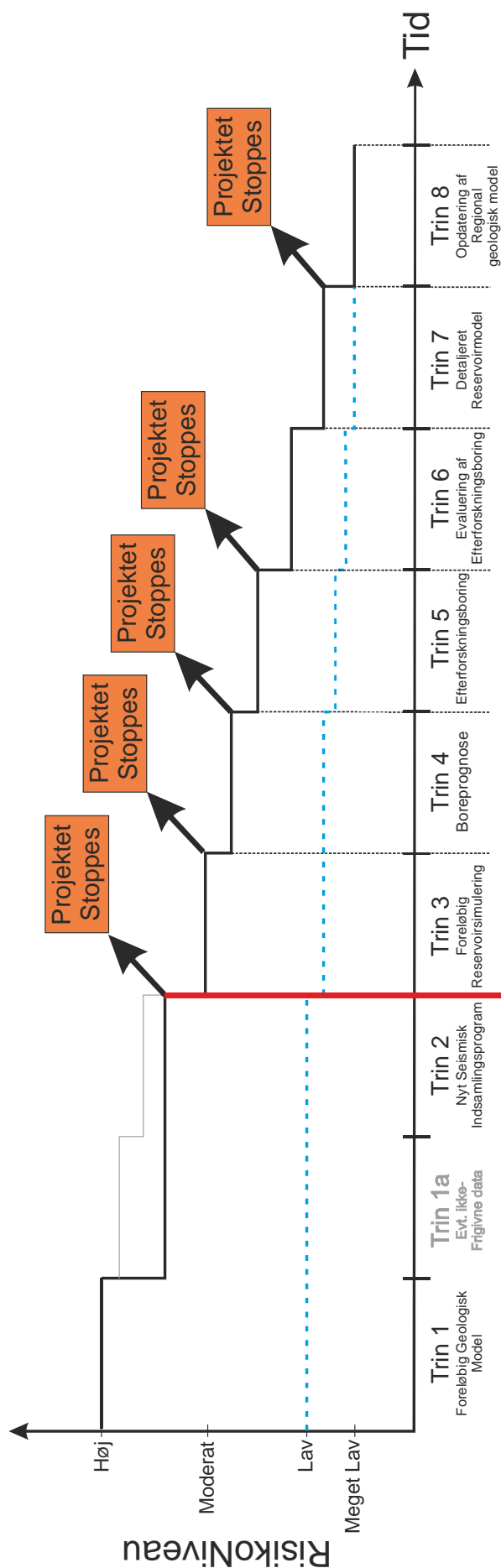
deres vandproduktion. Resultaterne evalueres i forhold til den tidligere geologiske model og boreprognosen, og reservoirmodellen opdateres med de nye data. Herefter vurderes det om det geotermiske potentiale er tilstrækkeligt til at projektet ønskes fortsat.

**7. Detaljeret reservoirmodel:** Hvis projektet ønskes fortsat udarbejdes en detaljeret og opdateret reservoirmodel baseret på samtlige nye og ældre data, og der udarbejdes prognoser for eventuelle yderligere borer.

**8. Opdatering af regional geologisk model:** Samtlige nye data integreres med de eksisterende data, og GEUS' regionale geologiske model for undergrundens opbygning opdateres baseret på de nye boringsinformationer og seismiske data, hvorved modellen styrkes og sikkerheden i fremtidige vurderinger af efterforskningsrisici øges.

Afhængig af de lokale geologiske forhold og det lokale fjernvarmeselskabs ønsker kan rækkefølgen og omfanget af undersøgelser i ovenstående model tilpasses.

# Minimering af den Geotermiske Efterforskningsrisiko



**Figur A.1.** Figuren viser i skematisk form GEUS' trinvis modningsprocedure for minimering af efterforskningsrisikoen. Et givent geotermisk prospekt kan som udgangspunkt have en lav (stiplet blå streg) til høj (fuldt optrukket sort streg) efterforskningsrisiko afhængig af undergrundens lokale beskaffenhed. Ved at udføre en række geografiske undersøgelser, herunder indsamling af nye seismiske data, øges mulighederne for at vurdere den lokale efterforskningsrisiko, og derved styrkes beslutningsgrundlaget for, om det geotermiske projekt skal fortsættes eller eventuelt opgives ('Projektet stoppes'). Den røde streg angiver tidspunktet i den trinvis modningsprocedure, hvor der er indsamlet nye seismiske data. Den stiplede blå linje viser efterforskningsrisikoen i et område med gode data og veldokumenteret eller ukompliceret geologi.

## Trin 1 – Den indledende undersøgelse – Foreløbig geologisk model

Den indledende undersøgelse indeholder en tolkning og kortlægning af undergrunden baseret på de tilgængelige og relevante seismiske data i lokalområdet (figur A.1, trin 1). Derudover foretages en detaljeret stratigrafisk analyse og kvantitativ vurdering af de petrofysiske borehulsmålinger fra de nærmeste relevante borer for at undersøge, om de relevante formationer findes i lokalområdets undergrund og for at vurdere deres reservoirgenskaber. Endvidere bliver målinger og beskrivelser af relevante kerner eller sidevægskerner fra borerne anvendt, hvis sådanne forefindes.

Baseret på erfaringer fra tidligere undersøgelser af geotermiske projekter antages det generelt, at den samlede regionale tykkelse af et sandstensreservoir skal være mindst 25 m, og at reservoiret skal ligge i dybdeintervallet 800–3.000 m. Minimumtykkelsen på 25 m er blandt andet antaget på baggrund af geologiske og økonomiske betragtninger. Den geologiske risiko for, at et givent reservoir ikke er til stede i et lokalområdes undergrund med tilstrækkelig kvalitet, mindskes, jo tykkere brutto sandstensintervallet er. Udover de geologiske forhold spiller økonomiske forhold også en vigtig rolle; en mindre tykkelse end minimumstykkelsen på 25 m kan derfor være tilstrækkelig til produktion i et lokalområde afhængig af reservoirets kvalitet (det vil sige porøsitet og permeabilitet) og lokale drifts- og afsætningsøkonomiske forhold.

Den nedre dybdeafskæring ved 3.000 m er begrundet i ønsket om at undgå, at porøsiteten og permeabiliteten i reservoiret bliver så lav, at tilstrækkelig produktion af varmt formationsvand forhindres. Den øvre grænse på 800 m er valgt for at sikre, at formationsvandet har en minimumstemperatur på 20–30 °C. Disse generelle retningslinjer kan ændres afhængig af den anvendte teknologi til ekstraktion af varmen fra formationsvandet. Undersøgelsen vil oftest blive dokumenteret i form af en engelsksproget geologisk-teknisk rapport og et kort opsummerende dansk notat. Den geologisk-tekniske rapport er udformet, så den kan indgå i et eventuelt senere udbudsmateriale og som en del af grundlaget for en risikovurdering i forbindelse med en forsikring eller garantiordning.

## Trin 2 – Seismisk indsamlingsprogram

Det er afgørende, at en robust geologisk model for undergrundens opbygning kan etableres tæt på det område, hvor den geotermiske varme ønskes udnyttet. I de fleste tilfælde kan geologiske formationsgrænser erkendes i eksisterende dybe borer og følges via seismiske data ind i et givent interesseområde med tilstrækkelig præcision. Herved kan tykkelsen og dybden af de geologiske lag og reservoirer normalt vurderes med en rimelig præcision, ofte +/- 10 % nøjagtighed (figur A.1, trin 2).

De seismiske data skal således sikre, at formationen med kendte reservoirer findes og er sammenhængende over større områder, men skal også indikere, om undergrunden i interesseområdet er relativt uforstyrret, eller om den er stærkt deformeret af bevægelser (foldninger og forkastninger) efter dannelsen af reservoirerne. Tilstedeværelse af folder og forkastninger medfører ofte, at den geologiske model er behæftet med større usikkerhed, da det kan være vanskeligere at følge de seismiske laggrænser med sikkerhed. Endvidere kan forkastninger danne hydrauliske barrierer, idet de bryder lagenes kontinuitet og være uigennemtrængelige for vand.

Omfanget af det seismiske indsamlingsprogram afhænger således af undergrundens geologiske kompleksitet, kvaliteten de eksisterende seismiske data i området, tætheden af linjeføringen og af hvor langt, der er til dybe borer, som vurderes at være geologisk repræsentative for det lokale interesseområde. Indsamling af nye moderne seismiske data skal styrke vurderingen af reservoierens dybde og tykkelse, blandt andet med henblik på ajourføring af den geologiske model, udarbejdelse af en boreprognose, samt opstilling af en bedre prognose for produktionskapaciteten af reservoiret, og dermed sikre:

- at de potentielle reservoirenheder kan genfindes på de nye seismiske data
- at reservoirenhedernes seismiske tykkelse ikke afviger væsentlig fra minimumskravet
- at der ikke kan identificeres forkastninger under lokaliteten
- at borerne ikke placeres inden for en afstand af ca. 2 km fra kendte eller nye forkastninger
- at de potentielle reservoirenheder ligger i dybde intervallet 800–3.000 m

Efter indsamlingen af de nye seismiske data og processering af disse integreres de nye data med de eksisterende, og en samlet tolkningsrapport udarbejdes på engelsk med et kort ledsagende dansk resumé.

### **Trin 3 – Foreløbig reservoirsimulering**

En foreløbig 3D reservoirsimulering (figur A.1, trin 3) udarbejdes på basis af de eksisterende data, tolkningen af de nyindsamlede seismiske data samt de tolkningsarbejder og vurderingsarbejder, der er udført i forbindelse med modningsprocedurens trin 1 og 2. For at minimere risikoen for, at forkastninger kan virke forstyrrende for vandbevægelsen og produktionen anses 2 km normalt for at være minimumsafstanden til større forkastninger, hvis præcise forløb ikke altid kendes på grund af utilstrækkelig seismisk dækning og dataopløselighed. Indsamling af nye seismiske data i trin 2 skal derfor sikre en mere præcis identifikation af forkastningernes forløb.

For at vurdere reservoirets produktivitet udføres produktionsberegninger ved hjælp af en reservoirsimuleringsmodel og standardantagelser om brøndsdesign m.m. Reservoirsimuleringsmodellen laves på baggrund af den geologiske model, der integrerer alle relevante og betydende data. Reservoirsimulering udføres for at tydeliggøre usikkerheden i det ofte relative sparsomme datagrundlag, som danner basis for reservoirmodellen. Herved opnås et resultat, som kan illustrere efterforskningsusikkerheden i området. Vurderingen af petrofysiske og seismiske data danner baggrunden for, hvordan de essentielle reservoiregenskaber såsom porøsitet og permeabilitet varierer med dybden. En generel relation for faldende porøsitet med dybden indlægges baseret på GEUS' samlede datasæt, men ofte vil man tillade lokale laterale variationer i reservoirparametrene. En præcis vurdering af det geotermiske potentiale forudsætter ydermere, at det lokale aflejringsmiljø for reservoiret kan vurderes i tilstrækkelig detalje, at den diagenetiske udvikling af reservoiret kan vurderes og eventuelt undersøges på basis af tilgængelige lokale data og prøvemateriale (kerner, sidevægskerner eller borespånner fra gamle borer), samt at den kan sættes i relation til den lokale indsynkningshistorie. Da geologiske variationer ofte er springvise og ikke-lineære, er opstillingen af reservoirmodellen ofte af afgørende betydning for de simulerede produktionsrater. Det bør derfor altid overvejes at udføre en foreløbig reservoirsimulering af den forventede produktionskapacitet i det givne område.

For at tydeliggøre usikkerheder i de enkelte reservoirparametre gennemregnes reservoirmodellen med "lav", "høj" og "mest sandsynlig" værdier for de enkelte input parametre. Reservoirmodellen vil ligeledes tage højde for markante forkastninger, som vil blive modelleret som en hydraulisk barriere ("no-flow" grænse), idet det antages, at forkastninger ofte har forseglende egenskaber – dette repræsenterer således det mest konservative udfald.

#### **Trin 4 – Boreprognose**

På baggrund af aktiviteterne og de tolkede data i trin 1 – 3 udarbejdes en boreprognose for den første efterforskningsboring. Prognosen beskriver tykkelse, dybde og beskaffenhed (lithologi) 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.

#### **Trin 5 – Efterforskningsboring**

Dette trin indebærer udførelse af en eller flere efterforskningsboringer med efterfølgende pumpetest, der skal vise om forventningerne til reservoirs (-ernes) produktion kan indfries. Efterforskningsboringerne udføres af kompetente borefirmaer kontraheret via offentlige udbudsrunder. I forbindelse med selve borearbejdet kan GEUS bistå med specialistvurderinger af den gennemborede lagserie, resultaternes betydning og vurdering af pumpetest, samt justering og opdatering af reservoirmodellen.

Boringerne – ofte et 'doublet' anlæg bestående af én produktions- og én injektionsboring med efterfølgende tests – har til formål at påvise de produktive sandstenslag og teste lagene, herunder vurdere temperatur, vandledende egenskaber, vandkemi samt hydraulisk forbindelse mellem boringerne.

Den første boring har typisk karakter af at være en efterforskningsboring. De gennemborede lag undersøges ved, at de opborede borespåner undersøges, og ved at udføre en række petrofysiske målinger i borehullet (logs), som beskriver de geologiske lags fysiske beskaffenhed. Logs benyttes til at fastlægge dybderne til de forskellige lagtyper, deres sammensætning og egenskaber og til at lokalisere de bedste dele af de geotermiske sandstensreservoirer. Sammen med kernetagning danner log-data det bedste grundlag for en vurdering af hvilket (-e) af de mulige reservoirer, der vil være bedst egnet til en geotermisk produktion.

Vurderes det, at et eller flere lag er egnede til produktion, sættes der forerør og eventuelt filtre i det bedst egnede lag, og reservoiret pumpetestes for at verificere, at ydeevnen er acceptabel. Efterfølgende bores den anden boring, hvor reservoiret ligeledes testes, og der testes yderligere for den hydrauliske forbindelse (kommunikationen) mellem boringerne.

#### **Trin 6 – Evaluering af efterforskningsboringen (-erne)**

Efter borekampagnen vurderes samtlige resultater med fokus på dybde, tykkelse og temperatur af reservoir (-erne) samt egenskaberne, kvaliteten og den mulige vandproduktion. Resultaterne evalueres grundigt, og den tidligere udarbejdede reservoirmodel justeres og opdateres med de nye data. Herefter vurderes det om det geotermiske potentiale er tilstrækkeligt til etablering af et anlæg.

#### **Trin 7 – Detaljeret reservoirmodel**

Hvis projektet ønskes fortsat, udarbejdes en detaljeret reservoirmodel baseret på samtlige nye og ældre data. Reservoirmodellen danner udgangspunkt for valg af placering af eventuelle supplerende borer og valg af design af anlæg.

### **Trin 8 – Opdatering af regional geologisk model**

De indsamlede nye seismiske data og data fra efterforskningsboringerne supplerer den eksisterende viden om undergrunden. GEUS integrerer de nye data med de eksisterende data, hvorved GEUS' regionale geologiske modeller for undergrundens opbygning opdateres og styrkes, således at sikkerheden i fremtidige vurderinger af efterforskningsrisici øges. Denne aktivitet foretager GEUS som led i den løbende forskningsaktivitet.

## Eksempel på matrix af aflejningsmiljø-afhængige kontinuitetsfaktorer

**Tabel 1:**

Hovedsagelig flettede flod aflejringer (for eksempel Bunter Sandsten)

Net/gross-forhold	> 50 % af sandstenslagene er...		
	< 5 m	5 – 10 m	> 10 m
< 25 %	0,2	0,3	0,4
25 – 50 %	0,3	0,4	0,5
50 – 75 %	0,4	0,5	0,6
> 75 %	0,5	0,6	0,7

**Tabel 2:**

Hovedsagelig kyst aflejringer (for eksempel Gassum & Nedre Jura/Nedre Kridt)

Net/gross-forhold	> 50 % af sandstenslagene er...		
	< 5 m	5 – 10 m	> 10 m
< 25 %	0,4	0,5	0,6
25 – 50 %	0,5	0,6	0,7
50 – 75 %	0,6	0,7	0,8
> 75 %	0,7	0,8	0,9

**Tabel 3: Bestemmelse af Kontinuitetsfaktor ud fra tykkelse af sandstenslag og net/gross-forhold**

Boring/Reservoir	Gennemsnitlig tykkelse af sandstenslag	Net/gross-forhold	Kontinuitetsfaktor
Boring-1			
Nedre Kridt	Tynde: < 5 m	0,3	0,5
Nedre Jura	(Medium) – tynde: < 5 m	0,24	0,4
Gassum	Medium: 5–10 m	0,52	0,7
Bunter Sandsten	(Tyk) – medium: 5–10 m	0,36	0,4
Boring-2			
Nedre Kridt	Tynde: < 5 m	0,31	0,5
Nedre Jura	Tyk–medium: 5–10 m	0,45	0,7
Gassum	Tynde: < 5 m	0,41	0,5



## Eksempel på vurdering af de enkelte sandstensreservoirers egenskaber baseret på petrofysiske analyser af boringsdata

Stratigraphic units with possible reservoirs		Reservoirs											
Name	Depth int. m	Gross thickness m		Reservoir / Gross ratio		Net reservoir thickness [m]		Thickness of the thickest sandstone m		Grain size	Sorting	Cementation	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max				
Amåger Greensand	1480-1515	20	35	0.60	1.00	12	28	10	25	Fine-medium	0.4	Well	Loose-weak
Lower Cretaceous undiff.	1515-1575	45	60	0.10	0.30	5	18	2	10	Fine-medium	0.4	Well	Loose-weak
Middle-Upper Jurassic undiff.	1575-1620	30	45	0.30	0.60	9	27	5	15	Fine-medium	0.4	Well-moderate	Loose-weak
Fjerritslev Fm Eq.	1620-1750	110	130	0.05	0.10	6	13	1	5	Very fine	0.1	Well	Loose-weak
L. Jurassic 2; TS10-TS11	1750-1780	15	30	0.30	0.50	5	15	5	10	Fine-medium	0.4	Well-moderate	Loose-weak
ns g o	1780-1845	50	65	0.50	0.70	25	46	10	30	Fine	0.3	Well-moderate	Loose-moderate
L. Jurassic 1; TS7-TS10	1845-1880	20	35	0.40	0.60	8	21	5	15	Fine-medium	0.4	Well	Loose-weak
Base Gassum Fm -T S7	1880-2090	185	210	0.20	0.40	37	84	10	25	Coarse	7.0	Poor	0.3 Weak
Kågerød Fm	2090-2320	205	230	0.05	0.15	10	35	1	10	Fine-coarse	1.0	Moderate	Weak-moderate
Meglarp Fm Unit B & C	2320-2470	100	150	0.40	0.60	40	90	15	50	Fine-coarse	1.0	Moderate	1.0 Weak
Bunter Sandstone Fm	2470-2520	25	50	0.80	0.90	20	45	40	45	Medium-coarse	1.8	Well	5.0 Weak

## Skalerings-faktorer til vurdering produktions-potentialet (PRO)

### Kornstørrelse (middel)

Coarse	D <sub>50</sub> = 1 mm	7
Medium – Coarse	D <sub>50</sub> = 0.5 mm	1.8
Fine – Medium; occ. Coarse		1
Fine – Coarse		1
Medium	D <sub>50</sub> = 0.38 mm	1
Fine – Medium	D <sub>50</sub> = 0.25 mm	0.4
Fine	D <sub>50</sub> = 0.18 mm	0.3
Very Fine – Fine		0.2
Very Fine	D <sub>50</sub> = 0.1 mm	0.1

### Sorteringsgrad

Well	5
Well – Moderate	3
Moderate	1
Moderate – Poor	1
Poor	0.5
Very Poor	0.2

### Cementeringsgrad

Loose – Weak	5
Weak	2
Loose – Moderate	1
Weak – Moderate	1
Moderate	0.2