

Aktualisierung Benchmark Studie – Geothermische Strom- und Wärmeerzeugung in Ungarn

Gefördert durch



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit



Stand: März 2011

Rödl & Partner GbR

**Wirtschaftsprüfer
Steuerberater
Rechtsanwälte**

**Äußere Sulzbacher Straße 100
D-90491 Nürnberg
Telefon: +49 (9 11) 91 93-0
Telefax: +49 (9 11) 91 93-19 00
E-Mail info@roedl.de
Internet www.roedl.de**

PROJEKTDATEN

Projektbezeichnung:	Länderbenchmark-Studie geothermische Energieerzeugung in Ungarn – Aktualisierung 2010
Förderkennzeichen:	380 01 255
Laufzeit des Projektes:	01.12.2010 bis 28.02.2011
Budget (gemäß Zuwendung):	
Fördermittel:	44.310,00 EUR
Eigenmittel:	14.770,00 EUR
Gesamtbudget:	59.080,00 EUR

Institution:	Rödl & Partner GbR
Ansprechpartnerin:	Maria Ueltzen
Postanschrift:	Äußere Sulzbacher Str. 100, 90491 Nürnberg
Telefon:	+49 (911) 91 93-3614
Fax:	+49 (911) 91 93-3549
E-Mail:	maria.uelzen@roedl.de
Begünstigter Beratungsempfänger:	Hungarian Office for Mining and Geology

Dieses Projekt wurde durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und das Umweltbundesamt mit Mitteln des Beratungshilfeprogramms für den Umweltschutz in den Staaten Mittel- und Osteuropas, des Kaukasus und Zentralasiens gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

INHALTSVERZEICHNIS

1	KONTEXT UND UMSETZUNG	6
1.1	Projektkontext	6
1.2	Projektziele	7
1.3	Projektumsetzung	7
2	PROJEKTERGEBNISSE	8
2.1	Rechtliche Rahmenbedingungen	8
2.1.1	Bergrecht	8
2.1.1.1	Bergbaukonzessionen	13
2.1.1.2	Das geothermische Schutzgebiet	13
2.1.2	Wasserrecht	14
2.1.3	Genehmigungen	16
2.1.3.1	Umweltschutzgenehmigung	16
2.1.3.2	Bau- und sonstige Genehmigungen	18
2.1.4	Energierecht	19
2.1.4.1	Strompreisregelung	19
2.1.4.2	KRT-System (Ungarisches Vergütungssystem)	20
2.1.4.3	KWK-Regelungen bezüglich der Vergütungsfähigkeit	22
2.1.4.4	Sondersteuer	23
2.1.4.5	Nationaler Aktionsplan – NCST	24
2.1.5	Fernwärmepreisregelung	25
2.1.6	Gesellschaftsrecht	28
2.2	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	30
2.2.1	Aktuelle Situation auf dem ungarischen Geothermiemarkt	30
2.2.2	Wirtschaftlichkeitsprüfung	31
2.2.3	Fördermittel	33
2.3	Handlungsempfehlungen	34
2.3.1	Bergrecht	34
2.3.2	Wasserrecht	35
2.3.3	Einspeiseverordnung	35
2.3.4	Determinierung von Fernwärmepreisen	36
3	PROJEKTABSCHLUSS	37
3.1	Maßnahmen zur Sicherstellung der dauerhaften Wirkung des Projekts	37
3.2	Projektbewertung durch den Projektnehmer	38
3.3	Projektbewertung durch den Beratungsempfänger	39
3.4	Projektdokumentation	39
3.4.1	Workshop-Programm vom 17.02.2011	39
3.4.2	Teilnehmerliste Workshop vom 17.02.2011	40
3.4.3	Präsentationen Workshop vom 17.02.2011	41

4	ANHÄNGE	42
4.1	Anhang 1: Präsentationen Workshop vom 17.02.2011	42
4.1.1	Introduction - Advisory Assistance Program for Environmental Protection in Central and Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia	42
4.1.2	Geothermal Energy Mining Law in Germany	43
4.1.3	Dimensioning of geothermal concession areas by means of hydraulic and thermal stimulation	44
4.1.4	Update on the geothermal regulatory framework in Hungary: the mining legislation development	45
4.1.5	Reinjection into sandstone: German experience	46
4.1.6	History of reinjection into porous geothermal reservoirs in Hungary	47
4.1.7	Feed-in-tariffs regarding geothermal energy - German Renewable Energy Act	48
4.1.8	Feed-in-tariff structure in Hungary	49
4.1.9	German regulations & heat price modeling	50
4.1.10	District heating / price regulation in Hungary	51
4.2	Anhang 2: Merkblätter des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie	52
4.2.1	Hinweise zur Antragstellung bei Erlaubnissen zur Aufsuchung von Erdwärme vom 01.05.2007	52
4.2.2	Hinweise zur Antragstellung bei Bewilligungen zur Gewinnung von Erdwärme (hydrothermale Geothermie) vom 01.12.2010	53
4.2.3	Ausbau der Tiefengeothermie in Bayern	54
4.2.4	Merkblatt Geothermie von 12/2010	55

1 KONTEXT UND UMSETZUNG

1.1 Projektkontext

Die hydrothermale Tiefengeothermie in Deutschland erlebte während der letzten Jahre durch die Aufnahme der Geothermie in das EEG sowie einer Vielzahl weiterer flankierender Förderprogramme einen erheblichen Aufschwung.

In Ungarn ist die Situation eine gänzlich andere. Zwar werden seit Jahrzehnten die Tiefengewässer in den Sandsteinspeichern des pannonischen Beckens vornehmlich für die Beheizung von Treibhäusern verwendet, aber eine intensive Nutzung der Geothermie auch zu Heizzwecken für Wohnbebauung oder Industrieprozesse ist derzeit nicht der Fall.

Die Gründe hierfür sind vielfältig. Die Ergebnisse aus der Benchmarkstudie 2005 / 2006 zeigten hier vor allen Dingen ein nicht optimales Investitionsumfeld für die Investition in geothermische Wärmeprojekte oder gar Stromerzeugung.

Eine Verbesserung des Investitionsklimas würde im Falle einer Realisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsprojekten sowie von reinen Wärmeprojekten unter anderem zu Neu- beziehungsweise Erweiterungsinvestitionen in Nahwärmenetze führen. Diese Projekte können gegebenenfalls in Kooperation von privaten und kommunalen Investoren (sogenannte Public-Private-Partnership-Modelle) realisiert werden. Dies hätte zur Folge, dass einerseits fossile Brennstoffe zur Beheizung von Gebäuden (auch in Kombination mit Wärmepumpen) abgelöst würden und andererseits die relativ unkontrollierte Nutzung von Biomasse zu Heizzwecken ersetzt würde.

Die Bedeutung für Ungarn kann als erheblich betrachtet werden, da die Nutzung der Geothermie in der Gesellschaft hohe Akzeptanz findet. Die Biomasse, auf welche derzeit im Hinblick auf die künftige Energieversorgung in Ungarn großes Augenmerk gelegt wird, kann nach Zahlen des Ungarischen Energieamts (MEH) bis 2020 nur einen Anteil von ca. 11,3 % am gesamten Bruttoendenergieverbrauch decken.¹

Die Behörden in Ungarn stehen derzeit vor zwei richtungsweisenden Entscheidungen:

- a) Beibehaltung der Reinjektionspflicht bei geothermalen Brunnen bis zu einer Tiefe von 2.500 m
- b) Ausschreibung von Konzessionen für tiefengeothermische Projekte ab einer Tiefe von 2.500 m

Beide Fragestellungen werden entscheidend für die Entwicklung der Tiefengeothermie in Ungarn sein. Die Behörden haben hier von Beginn an Bedarf hinsichtlich der deutschen Erfahrungen geäußert und stets Offenheit kommuniziert, um den Zielsetzungen eines Ausbaus sowie einer ökologisch optimierten (nachhaltigen) Nutzung der hydrothermalen Tiefengeothermie in Ungarn näher zu kommen.

Die in der Studie der Jahre 2005 / 2006 identifizierten bedeutenden Barrieren, die einer wirtschaftlichen Realisierbarkeit von Projekten entgegenstehen waren:

- a) Fernwärmepreisregulierung

¹ Präsentation Herr Attila Bagi, Hungarian Energy Office, 17.02.2011

- b) Investitionssicherheit in Bezug auf Stromeinspeisung
- c) Komplexität der bergrechtlichen Genehmigungsverfahren (fehlende Rechtssicherheit) im Zusammenspiel von Berg- und Wasserrecht

Bei der Aktualisierung der Studie wurden explizit diese Barrieren einer erneuten Untersuchung unterzogen.

1.2 Projektziele

Das Projektziel ist einerseits, den Kontakt zwischen den relevanten Umweltbehörden, Umweltministerium/Umweltbundesamt auf der deutschen Seite sowie Ministerium für ländliche Entwicklung und Ungarisches Bergamt auf der ungarischen Seite herzustellen.

Die Benchmarkstudie der Jahr 2005 / 2006 zeigte weiterhin erhebliche Investitionshemmnisse auf. Bezüglich dieser identifizierten Barrieren wurden die relevanten Aspekte nochmals untersucht. Erklärtes Ziel ist es, auf dieser Basis Erfahrungen aus dem Bereich der hydrothermalen Tiefengeothermie in Deutschland auf die ungarische Situation anzuwenden und einen Austausch über weichenstellende Sachverhalte zu ermöglichen.

Desweiteren sollten sich Experten zu den identifizierten Barrieren, die einem Ausbau der Nutzung geothermischer Ressourcen in Ungarn entgegenstehen, auf einem Workshop austauschen.

Darauf aufbauend sollen Handlungsempfehlungen auf Basis der Erfahrungen der Entwicklung des deutschen Geothermiemarktes herausgearbeitet werden, welche als Anreiz zu verstehen sind, gegebenenfalls Hemmnisse abzubauen.

1.3 Projektumsetzung

Das Projekt wurde in den folgenden Schritten umgesetzt:

- 1) Basisrecherche: rechtliche & ökonomische Rahmenbedingungen für die Entwicklung hydrogeothermaler Projekte in Ungarn
- 2) Kontaktaufnahme zu den Behörden in Ungarn
- 3) Interviewreise nach Budapest mit Befragung von Behördenvertretern, Diskussion der Ergebnisse aus Projektschritt 1 sowie Ergänzung der Informationen durch Ergebnisse aus eigenen Recherchen
- 4) Organisation Workshop (Einladung, Programmorganisation, Organisation der Sprecher, Moderation)
- 5) Durchführung des Workshops am 17.2.2011, Kanzlei Rödl & Partner, Budapest
- 6) Berichterstellung

2 PROJEKTERGEBNISSE

2.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

2.1.1 Bergrecht

Die meisten rechtlichen Änderungen sind seit Fertigstellung der Benchmarkstudie Ungarn 2005 / 2006 im Bereich Bergrecht erfolgt. Dank der Arbeit der Fachdienststellen wurden für die Investoren wichtige Garantien im **Gesetz XLVIII aus dem Jahre 1993 über den Bergbau** aufgenommen. Diese stellen den ausschließlichen Zugriff auf die Ressource bei der Forschung, Gewinnung und Nutzung geothermischer Energie für Investoren sicher. Die Änderungen waren aufgrund des fehlenden Schutzes der Investoren für einen weiteren Ausbau der geothermischen Energieversorgung unabdingbar.

Die Einführung eines schützenden und garantierenden Rechtsinstituts (Rechtsschutz) war schon mit dem **Änderungsgesetz CXXXIII zum Bergbaugesetz XLVIII** erfolgt. Die zum Schutz der Investoren beabsichtigte Ausschließlichkeit konnte sich bei den Genehmigungen in der Praxis nicht durchsetzen, das ausschließliche Recht für Forschungsaktivitäten wurde auch vom obersten Gerichtshof verlangt.²

Eine weitere wesentliche Änderung erfolgte mit der Änderungsverordnung des Ministeriums für Entwicklung und Wirtschaft 7/2008 vom 05.06.2008, welche geothermische Energie als erneuerbare Energie im Rahmen des KEOP Programms als förderfähig einstufte.³

Der Geltungsbereich des geänderten Bergbaugesetzes wurde erweitert. Bisher war nur die Forschung, jetzt ist auch die Gewinnung und Nutzung von Geothermie vom Gesetz erfasst (§ 1 Abs. 1 h)). In § 3 Abs. 1 des Bergbaugesetzes wird ausgeführt, dass geothermische Energien in ihrem natürlichen Gebiet zum staatlichen Eigentum gehören. Sobald geothermische Energie zur Energieversorgung aus ihrem natürlichen Gebiet entnommen wird, wird das Recht auf Eigentum auf denjenigen übergehen, der die Energie gewinnt.

² Präsentation Dr. Tamás Hámor, Hungarian Office for Mining and Geology, 15.12.2010

³ Präsentation Dr. Tamás Hámor, Hungarian Office for Mining and Geology, 15.12.2010

Der Geltungsbereich des Bergbaugesetzes wird in der **folgenden Grafik** erläutert:

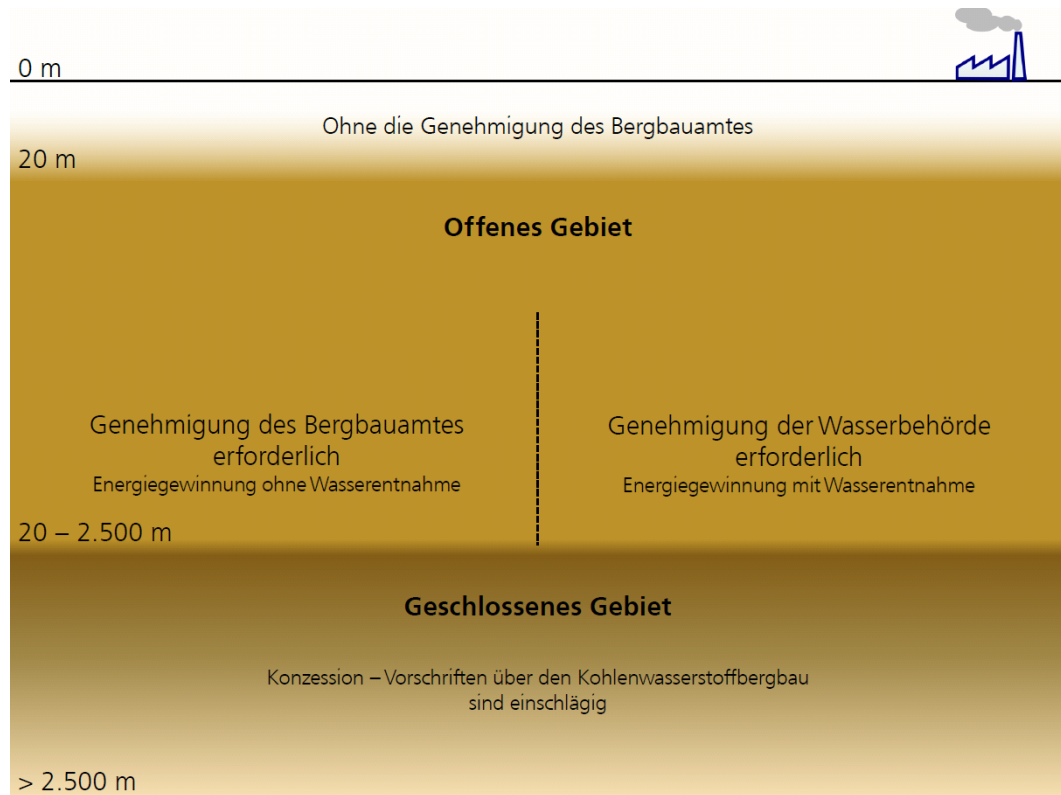


Abbildung 1: Geltungsbereich des Bergbaugesetzes⁴

Wie oben dargestellt, sind Projekte **von der Erdoberfläche (0 m) bis zu einer Tiefe von 20 m** teilweise genehmigungsfrei. Das bedeutet, dass Investoren ohne Genehmigung des Bergbauamtes tätig werden dürfen, jedoch bei Beanspruchung des Grundwassers eine Genehmigung der Wasserbehörde benötigen.

Ab 20 m bis 2.500 m werden die Gebiete als **"offene Gebiete"** behandelt. Nach § 49 Nr. 20 (Definition des Bergbaugesetzes) ist ein offenes Gebiet ein Gebiet, welches bezüglich bestimmter Rohmaterialien nicht als geschlossenes Gebiet behandelt wird. Es wird weiterhin differenziert, ob in einem offenen Gebiet die Energiegewinnung mit oder ohne Wasserentnahme erfolgt. Falls die Energiegewinnung innerhalb eines geschlossenen Systems, ohne Wasserentnahme erfolgt, wird die Genehmigung der Wasserbehörde nicht benötigt. Wenn aber bei der Energiegewinnung Wasser entnommen wird, muss die Genehmigung bei der Wasserbehörde beantragt werden.

Ab 2.500 m werden die Gebiete als **"geschlossene Gebiete"** behandelt. Laut § 49 Nr. 24 des Gesetzes ist ein geschlossenes Gebiet ein zur Konzessionsausschreibung bestimmtes, zu Aufsuchungs-, Ausgrabungs- und Ausbeutungszwecken auszuweisendes Gebiet. Weiterhin zählt jedes Gebiet bereits als geschlossenes Gebiet, wenn dafür die Befugnis für Bergbautätigkeiten erteilt wurde, allerdings nur für den in der Genehmigung bestimmten Zeitraum. Bezüglich der geothermischen Energie ist jedes Gebiet ab 2.500 m unterhalb der Oberfläche ein geschlossenes Gebiet. Die Regelungen des Genehmigungsverfahrens für diese Gebiete sind identisch mit den Rege-

⁴ Präsentation Dr. Tamás Hámor, Hungarian Office for Mining and Geology, 15.12.2010

lungen bezüglich der Kohlenwasserstoffe (§ 22/A, § 22/B) mit der Bedingung, dass hinsichtlich der geothermischen Energie kein Grubenfeld bestimmt werden kann.

Die Befugnisse zur Ausübung bergbaurechtlicher Tätigkeiten werden bei offenen Gebieten im Rahmen einer zur Gewinnung und Nutzung bestimmten Genehmigung - welche identisch ist mit der Genehmigung zur Nutzung des unterirdischen Thermalwassers - bei geschlossenen Gebieten im Rahmen einer Konzession erteilt.

Die Vorschriften über die **Pflicht zur Konzession** sind zum 01.01.2011 im zweiten Kapitel des Bergbaugesetzes in Kraft getreten. Nach § 8 ab) kann der Minister / die Ministerin die Aufsuchung, die Gewinnung und die Nutzung von geothermischer Energie als Konzession mit einer inländischen und ausländischen Rechtsperson, einer natürlichen Person oder deren Gesellschaft ohne Rechtspersönlichkeit mittels Konzessionsvertrag vergeben. Allerdings wird die Nutzung geothermischer Energie in den weiteren Vorschriften (§ 14 des Bergbaugesetzes) nicht unter den konzessionsberechtigten Tätigkeiten erfasst. Nach Auskunft des Ungarischen Bergbauamts wird die Nutzung geothermischer Energie einerseits in der Ausschreibung, andererseits im späteren Konzessionsvertrag geregelt oder beschränkt.

Der Nutzungsberechtigte hat eine Bergbaugebühr zu entrichten. Diese ist geregelt in der Regierungsverordnung 54/2008 und beträgt im Falle der Entnahme von Grundwasser 1.650 HUF/GJ (ca. 6 €/GJ⁵) sowie im Falle von geschlossenen Systemen 320 HUF/GJ (ca. 1,2 €/GJ⁶).

Der Minister ist nach § 9 Abs. 1 berechtigt, aufgrund existierender Daten und Informationen, die auf die Existenz geothermischer Ressourcen schließen lassen, die geschlossenen Gebiete zu definieren. Aktuell zuständig ist das Ministerium für Nationale Entwicklung (NFM).

Der Inhalt der Ausschreibung zur Konzession wird in § 10 des Bergbaugesetzes in Zusammenhang mit dem Gesetz XVI aus dem Jahre 1991 über die Konzession und mit der Ausführungsverordnung 203/1998 vom 19.12.1998 zum Bergbaugesetz geregelt. Eine endgültige Entscheidung wird nach § 11 vom Minister / von der Ministerin getroffen. Jedes Unternehmen ist berechtigt, einen Antrag zur Konzessionsvergabe beim Bergbauamt zu stellen.⁷ Trotzdem wird jede Konzessionsvergabe als offene Ausschreibung durchgeführt. Dies bedeutet allerdings für die Investoren, die bereits erste geologische Daten ausgewertet haben, um auf dieser Basis einen Antrag auf Konzession einzureichen, ein erhebliches Risiko.

Die Ausschreibung nach § 8 Abs. 2 des Konzessionsgesetzes muss die Kriterien zur Evaluierung der Ausschreibung enthalten und darüber hinaus Folgendes umfassen:

- die konzessionspflichtige Tätigkeit und die damit eng verbundenen sonstigen Tätigkeiten,
- die zeitliche Gültigkeit der Überlassung der Konzession,
- die zur Ausübung der Konzessionstätigkeit bestimmte geographische und administrative Einheit,

⁵ Wechselkurs: 100 HUF = ca. 0,37 €, Stand 20.03.2011 (<http://www.oanda.com>)

⁶ Wechselkurs: 100 HUF = ca. 0,37 €, Stand 20.03.2011 (<http://www.oanda.com>)

⁷ <http://www.mbfh.hu/home/html/index.asp?msid=1&sid=0&hkl=189&lng=1>

- die rechtlichen und finanziellen Voraussetzungen zur Ausübung der Konzessionstätigkeit,
- die Voraussetzungen für eine vorzeitige Auflösung des Konzessionsvertrags,
- Informationen darüber, welche Rechte dem Staat (der Gemeinde) bei der Kontrolle der Einhaltung der im Konzessionsvertrag bestimmten Bedingungen zustehen,
- Informationen darüber, wer zum Zeitpunkt der Ausschreibung auf dem betroffenen Gebiet bereits das Recht zur Ausübung einer konzessionspflichtigen Tätigkeit hat bzw. ob der Ausschreibende beabsichtigt, während der im Konzessionsvertrag festgelegten Laufzeit einer anderen wirtschaftlichen Organisation die Ausübung einer konzessionspflichtigen Tätigkeit zu erlauben.

Bei Bedarf muss die Ausschreibung nach § 8 Abs. 3 des Konzessionsgesetzes noch folgende Informationen enthalten:

- fachliche Voraussetzungen,
- die Mindestgebühr der Konzession,
- wenn dabei auch die Übergabe staatlichen Eigentums (oder Stammeigentum der Gemeinde) erforderlich ist, müssen die Regelungen und Sicherungen zur Übergabe und Rückgabe dargestellt werden,
- Information darüber, ob zum Abschluss des Konzessionsvertrags die Zustimmung des Parlaments erforderlich ist,
- die Regelungen hinsichtlich der Preise und Gebühren der Konzession bezogen auf die konkrete Tätigkeit,
- weitere Informationen, welche der Ausschreibende für wichtig hält.

§ 10 des Bergbaugesetzes beinhaltet jedoch zusätzliche Vorschriften, aufgrund welcher die Ausschreibung – neben den durch das Konzessionsgesetz vorgeschriebenen Daten – noch die folgenden Informationen enthalten muss:

- die Abgrenzung des zur Ausschreibung bestimmten Gebietes mit der Anmerkung über schon bestehende Rechte von Dritten,
- die Festsetzung der konzessionspflichtigen Tätigkeit,
- die fachlichen Anforderungen der konzessionspflichtigen Tätigkeit
- die anhand der komplexen Empfindlichkeits- und Belastbarkeitsstudie festgestellten Voraussetzungen für die konzessionspflichtige Tätigkeit und zu deren Erfüllung dienende Gewährungsverpflichtungen,
- inhaltliche Voraussetzungen des Arbeitsprogramms,
- Teilnahmevoraussetzungen (Teilnahmegebühr, Auskunft über die wirtschaftliche und finanzielle Lage des Bewerbers),
- Zahlungsverpflichtungen im Falle der Konzessionsgewinnung (Bergbaugeld), andere Gebühren,

- Festsetzungen der Rückbauverpflichtungen und entsprechende Mittel zur Finanzierung derselben wie z.B. Kaution, Haftpflichtversicherung,
- die Beurteilungsaspekte bei der Ausschreibung (z.B. der Inhalt des Arbeitsprogramms, Verpflichtung zur Bezahlung einer höheren Bergbauggebühr, als in der Ausschreibung festgesetzt),
- Auskunft über die Verpflichtung zur Gründung einer Konzessionsgesellschaft im Falle der Konzessionserteilung,
- weitere Voraussetzungen, z.B. das Vorkaufsrecht des Staates für geothermische Energie.

Die Regierungsverordnung 203/1998 vom 19.12.1998 über die Ausführung zum Bergbaugesetz enthält weitere Aussagen zur Ausschreibung bei Bergbaukonzessionen. Nach § 2 Abs. 2, müssen Konsortien bei Antragstellung ihren gesetzlichen Vertreter benennen.

Der Präsident / die Präsidentin des Bergbauamts setzt nach § 2 Abs. 3 ein Qualifizierungskomitee zur Beurteilung der Bewerbungen ein. Die Mitglieder dieses Komitees sind die zuständigen Minister und Ministerinnen für

- Schutz gegen Katastrophenfälle,
- Gesundheitswesen,
- Kartographie,
- Bergbauwesen,
- Technische Sicherheit,
- Umweltschutz,
- Landesverteidigung,
- Forschungsentwicklung und technologische Innovation,
- Staatshaushalt.

Nach § 2 Abs. 5 kann das Recht zur Aufsuchung (Erkundung) ohne eine Konzession auf einem zur Konzession ausgewählten Gebiet nicht verliehen werden.

Der Minister / die Ministerin wird nach § 12 des Bergbaugesetzes mit dem Gewinner / der Gewinnerin der Ausschreibung für eine maximale Laufzeit von 35 Jahren einen **Konzessionsvertrag** abschließen. Dieser kann einmal um die Hälfte der Laufzeit verlängert werden. Im Konzessionsvertrag muss der Inhalt des Arbeitsprogramms definiert sowie zur Leistungserbringung entsprechende Garantien vorgelegt werden. Der Gewinner der Ausschreibung muss nach § 13 des Bergbaugesetzes innerhalb von 90 Tagen eine Konzessionsgesellschaft gründen. Maßgeblich ist dabei der Tag der Unterzeichnung des Konzessionsvertrages. Konzessionsgesellschaft kann eine inländische Gesellschaft sein oder eine Gesellschaft mit ausländischem Sitz gemäß "Gesetz CXXXII aus dem Jahre 1997 über die Zweigniederlassung eines ausländischen Unternehmens und die Handelsrepräsentanz".

2.1.1.1 Bergbaukonzessionen

Eine Konzession kann zur Aufsuchung, zur Ausgrabung und Ausbeutung oder auch gleichzeitig für beide Tätigkeiten ausgeschrieben werden und dementsprechend kann der Konzessionsvertrag abgeschlossen werden.⁸

Nach § 22 Abs. 1 des Bergbaugesetzes ist der Minister / die Ministerin auf geschlossenem Gebiet berechtigt im Rahmen einer Konzession Forschungsrechte zum Zwecke der Erforschung geothermischer Ressourcen zu verleihen. Auf offenem Gebiet ist dazu das Bergbauamt berechtigt.

Bergbauunternehmer haben nach § 22 Abs. 2 des Bergbaugesetzes in ihrem Forschungsgebiet das ausschließliche Recht zur Beantragung eines technischen Betriebsplans zur Erforschung geothermischer Ressourcen, zur Beantragung der Genehmigung zur Forschung und zur Initiierung der Ausweisung des geothermischen Schutzgebiets (siehe Kapitel 2.1.1.2).

Forschungstätigkeiten dürfen nur aufgrund eines vom Bergbauamt genehmigten technischen Betriebsplans begonnen werden (§ 22 Abs. 3).

Falls das Aufsuchungsrecht für ein Gebiet (teilweise oder ganz) verliehen wurde, für welches Dritten bereits Bergbaurechte übertragen wurden, muss der Aufsuchungsberechtigte seine Tätigkeit mit dem Inhaber des Bergbaurechts in Einklang bringen und dementsprechend die getroffene Vereinbarung in einer öffentlichen Urkunde oder in einer, von einem Rechtsanwalt beglaubigten, Urkunde erfassen (§ 22 Abs. 10). Der Inhaber des Bergbaurechts ist allerdings nach Angaben des Ungarischen Bergbauamts nicht verpflichtet mit dem Aufsuchungsberechtigten zu kooperieren.

Die Aufsuchungsphase für geothermische Energie darf nicht länger als 4 Jahre dauern. Dieser Zeitraum kann zweimal verlängert werden, jeweils um die Hälfte der ursprünglichen Zeitdauer (§ 14 Abs. 1 des Bergbaugesetzes). Der Bergbauunternehmer kann innerhalb von einem Jahr nach Ende der Forschungsphase die Zuweisung des geothermischen Schutzgebiets beim Bergbauamt beantragen (§ 14 Abs. 2 des Bergbaugesetzes). Der Konzessionsberechtigte muss innerhalb von 3 Jahren nach Zuweisung des geothermischen Schutzgebiets mit der Ausbeutung und Nutzung zu energetischen Zwecken beginnen, anderenfalls werden Gebühren nach § 15 des Bergbaugesetzes fällig. Diese werden im Konzessionsvertrag fixiert. Sofern die Gebühren nicht entrichtet werden, wird die Konzession aufgelöst.

2.1.1.2 Das geothermische Schutzgebiet

Geothermische Ressourcen auf geschlossenem Gebiet können ausschließlich aus einem abgegrenzten Teil (geothermisches Schutzgebiet, geregelt in § 22/B Abs. 2 ff.) des Untergrunds zum Zweck der Energiegewinnung genutzt werden.

Das geothermische Schutzgebiet wird vom Bergbauamt ausgewiesen.

Innerhalb eines geothermischen Schutzgebiets kann die Errichtung einer, zum Zwecke der Gewinnung geothermischer Energie gebaute Anlage, ohne die schriftliche Zustimmung des Konzessionärs für Dritte nicht genehmigt werden.

Es wurde allerdings bis dato noch kein geschlossenes Gebiet oder kein geothermisches Schutzgebiet ausgewiesen. Nach den Plänen des Bergbauamtes könnten im

⁸ <http://www.mbfh.hu/home/html/index.asp?msid=1&sid=0&hkl=189&lng=1>

Jahr 2011 noch 2-3 Ausschreibungen realisiert werden. Dabei sind für den Frühherbst offene Ausschreibungen geplant, die noch bis Ende des Jahres 2011 in die Konzessionsvergabe / Unterzeichnung des Konzessionsvertrages münden sollen.

Nach Angabe des Bergbauamtes wird bei der Ausweisung der geothermischen Schutzgebiete darauf geachtet, dass sich die abgegrenzten Gebiete nicht negativ beeinflussen. Auf diese Weise können eventuelle Konfliktsituationen vermieden werden. Der zur Gewinnung geothermischer Energie Berechtigte erhält damit die Sicherheit, dass ausschließlich er auf seinem Gebiet (innerhalb des Schutzgebiets) tätig werden darf. Dies bedeutet eine neue, sichere Situation und Planbarkeit für Investoren und ihre Projekte. Einerseits besteht damit die Möglichkeit mittels einer Konzession für 35 Jahre ihre Rechte zu sichern, außerdem wird mit der Ausweisung des geothermischen Schutzgebiets ihr Nutzungsgebiet nochmals garantiert. Die Frage, ob das Recht zur Wassernutzung für die Zeit der Konzessionsdauer auch garantiert werden kann, bleibt weiterhin offen.

Laut Aussage von VITUKI⁹ kann das Recht zur Wassernutzung nicht garantiert werden.

2.1.2 Wasserrecht

Die Änderungen und Neuerungen im **Bergbaugesetz (Gesetz XLVIII von 1993)** haben die Zuständigkeiten der Wasserbehörde nach Angabe der im Ministerium für Ländliche Entwicklung angesiedelten Fachabteilung (Umweltwesen) nicht verändert (die Zuständigkeiten der Wasserbehörden werden im Gesetz LVII aus dem Jahre 1995 und in der Regierungsverordnung 72/1996 vom 22.05.1992 geregelt) und das Genehmigungsverfahren für Geothermieprojekte nicht berührt. Der Geltungsbereich des Bergbaugesetzes erfasst die geothermischen energiewirtschaftlichen Tätigkeiten. Den Eingriff in das im Untergrund vorhandene Wasser, welches geothermische Energie beinhaltet, wird im **Gesetz LVII über die Wasserwirtschaft (im Folgenden als Wassergesetz bezeichnet) von 1995** geregelt. Die Zuständigkeiten der Wasserbehörde werden in §§ 28 ff. des Wassergesetzes ausgeführt.

Nach wie vor schreibt das Gesetz vor, dass jede Tätigkeit, welche das im Untergrund vorhandene Wasser und Grundwasser negativ beeinflussen könnte, genehmigungspflichtig ist (§ 1 Abs. 1 a) des Wassergesetzes). Die **Zuständigkeiten der Bergbaubehörde** haben sich insofern geändert, als dass die erteilte Genehmigung nach Wasserrecht für die Nutzung geothermischer Energie, entnommen aus einem Thermalreservoir bis 2.500 m Tiefe, zugleich die Genehmigung für die Gewinnung und Nutzung von geothermischen Energie ist (§ 22/B Abs. 6 des Berggesetzes). Die Bergbaubehörde nimmt im Genehmigungsverfahren als Fachdienststelle teil. Die Gesetzesänderung betrifft auch diejenigen, die schon über eine bestehende Genehmigung zur Inbetriebnahme verfügen und Thermalwasser nutzen. Sie müssen eine Bergbauggebühr bezahlen sowie Daten und Informationen den Behörden weitergeben, wenn sie das Thermalwasser zum Zwecke der Nutzung geothermischer Energie verwenden. Dies sind zum Beispiel solche Thermalbäder, welche das Thermalwasser nicht ausschließlich zu Badezwecken nutzen, sondern dessen geothermischen Energieinhalt darüber hinaus zu Heizungszwecke nutzen. Diese müssen ebenso Bergbaugebühren bezahlen.

⁹ VITUKI Environmental Protection and Water Management Research Institute (Forschungsinstitut für Umwelt- und Gewässerschutz)

Die Zuständigkeiten der Wasserbehörden haben sich bei Projekten zur Nutzung von geothermischer Energie ab 2.500 m auf einem geschlossenen Gebiet ebenfalls nicht geändert, die Bergbaubehörden müssen jedoch ab dem 01.01.2011 zuvor die Konzessionen für diese Projekte vergeben haben.

Falls die Gewinnung von geothermischer Energie in einem geschlossenen System, **ohne die Nutzung** von Wasser aus dem Untergrund erfolgt und demnach keine Auswirkungen auf die Strömungsverhältnisse im Untergrund zu erwarten sind, wird keine wasserbehördliche Genehmigung benötigt.

Falls bei der Gewinnung von geothermischer Energie unterirdisches Wasser / Grundwasser zwischen 0 m und 20 m **beansprucht wird**, so muss für den Eingriff und für die damit verbundene Tätigkeit eine Genehmigung erteilt werden.

Falls die Forschung, die Gewinnung und die Nutzung von geothermischer Energie in Verbindung mit Wassergewinnung (120-150°C) erfolgen, wird die Wasserströmung durch die Produktionsbohrung und die Reinjektionsbohrung beeinflusst. Aus diesem Grund werden beide Anlagen als Wasseranlagen behandelt (**Gesetz LVII von 1995**, 1. Anhang, Nr. 26) und dementsprechend wird hierfür eine wasserrechtliche Genehmigung benötigt. Eine Konzessionsgesellschaft kann nur mit wasserrechtlicher Genehmigung tätig werden. Die Reinjektionspflicht wurde auch im Wassergesetz aufgenommen. § 15 Abs. 3 S. 2 des Wassergesetzes schreibt vor, dass das zur Nutzung geförderte Thermalwasser reinjiziert werden muss. Nach § 15 Abs. 3 S. 3 des Wassergesetzes ist die Wasserbehörde berechtigt unter bestimmten, in § 78 Abs. 4 a)-b) der **Regierungsverordnung 147/2010** vom 29.04.2010 ausgeführten Voraussetzungen, die Umgehung der Reinjektionspflicht zu genehmigen, falls der Genehmigungsinhaber das Thermalwasser ausschließlich zum Zwecke der Energienutzung fördert und

- die „Wasserkörper“ in den Wassersammelungs- und Wasserwirtschaftsplänen bis zum 22.12.2014 als schwach- oder verderblich qualifiziert wurden oder
- die „Wasserkörper“ in den Wassersammelungs- und Wasserwirtschaftsplänen bis zum 22.12.2020 als gut qualifiziert wurden
- und der Genehmigungsinhaber zum Zwecke der Energienutzung aus Thermalwasser am 30.09.2009 über eine Genehmigung zur Inbetriebnahme verfügt hat.

Laut § 15/C Abs. 1 a) muss im Falle der Reinjektion keine Wasservorratsgebühr entsprechend der reinjizierten Mengen bezahlt werden.

Die wasserrechtlichen Genehmigungen sind in der **Regierungsverordnung 72/1996** vom 22.5.1996 über die Ausübung der wasserwirtschaftlichen behördlichen Befugnisse, detailliert ausgeführt.

Die prinzipielle wasserrechtliche Genehmigung (§ 1 A - § 3) kann vor der Planung der genehmigungspflichtigen Tätigkeit beantragt werden. In dieser Genehmigung werden die allgemeinen technischen Lösungsalternativen und Voraussetzungen zur Verwirklichung des geplanten wasserwirtschaftlichen Zwecks bestimmt. Antragsteller kann der Eigentümer, der Bauherr und der Vermögensverwalter sein. In dieser Genehmigung werden allerdings die Tätigkeiten hinsichtlich der Wassernutzung, der Bau damit verbundener Anlagen (im Gesetz als Wasseranlage bezeichnet) und die Wassernutzung selbst nicht erfasst. Die zur Erteilung der Genehmigung notwendigen Anträge und Unterlagen sind in der Verordnung 18/1996 des Ministe-

riums für Verkehr, Telekommunikation und Wasserwesen vom 13.06.1996 im ersten Anhang aufgelistet.

Die wasserrechtliche Errichtungsgenehmigung (§§ 3ff.) kann für Tätigkeiten hinsichtlich der Wassernutzung, dem Bau von damit verbundenen Anlagen (auch der Umbau und die Stilllegung) vom Bauherrn, Eigentümer oder vom Vermögensverwalter beantragt werden.

Die wasserrechtliche Betriebsgenehmigung (§§ 5ff.) muss derjenige beantragen, der zur Wassernutzung, zur Inbetriebnahme der Wasseranlage und von den damit verbundenen Rechten und Pflichten unmittelbar betroffen wird.

Die zuständige Behörde für die wasserrechtlichen Genehmigungen ist die Aufsichtsbehörde für Umweltschutz, Naturschutz und Wasserwesen (Nationales Inspektorat für Umweltschutz, Naturschutz und Wasserwesen). Das Ungarische Bergbauamt nimmt als Fachdienststelle nach der Regierungsverordnung 347/2006 am wasserrechtlichen Genehmigungsverfahren teil.

2.1.3 Genehmigungen

2.1.3.1 Umweltschutzgenehmigung

Ein Geothermieprojekt benötigt im ersten Schritt eine Genehmigung von der Umweltschutzbehörde. Es wird geprüft, ob das geplante Projekt Auswirkungen auf die Umwelt und auf die Natur hat. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen werden in einer Umweltauswirkungsstudie erfasst. Rechtliche Grundlage zur Umweltschutzgenehmigung ist einerseits das **Gesetz LIII aus dem Jahre 1995** über die allgemeinen Regelungen des Umweltschutzes, andererseits die **Regierungsverordnung 314/2005** vom 25.12.2005 über das Genehmigungsverfahren zur Umweltauswirkungsstudie und Umweltnutzung (zuvor geregelt in der Regierungsverordnung 20/2001 vom 14.02.2001, die mittlerweile außer Kraft gesetzt ist). Das Genehmigungsverfahren bei der Umweltschutzbehörde erfolgt vor Beginn des Baugenehmigungsverfahrens und vor der Initiierung des Genehmigungsverfahrens zur Errichtungsgenehmigung des Heiz- beziehungsweise Kraftwerks.¹⁰

Die Anforderungen an die Genehmigungen sind abhängig von der Projektkonzeption.

Zum Beispiel:

Im ersten Anhang der Regierungsverordnung 314/2005 sind beispielweise Wasserentnahme- beziehungsweise Reinjektionsmengen aufgelistet, für die eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden muss.

- Nach **Nr. 56** des ersten Anhangs: bei Reinjektionen in den Aquifer ab 3 Millionen Kubikmeter Wassermenge im Jahr.
- Nach **Nr. 34** des ersten Anhangs: bei Inanspruchnahme des Aquifers mittels Förderanlage ab 5 Millionen Kubikmeter Wasserentnahme im Jahr.

Im dritten Anhang der Regierungsverordnung 314/2005 sind die Tätigkeiten aufgelistet, bei denen die Erforderlichkeit der Durchführung der Auswirkungsstudie von

¹⁰ Studie des ENERGIACLUBs Fachpolitische Institute und Methodikzentrum, unter Einbeziehung des Rechtsanwaltsbüros von Dr. Attila Lengyel und unter Beauftragung der Ungarischen Energiebehörde (MEH), S. 47.

der Entscheidung der Aufsichtsbehörde (Környezetvédelmi, Természetvédelmi és Vízügyi Felügyelség (KTVF) = Nationales Inspektorat für Umweltschutz, Naturschutz und Wasserwesen) abhängig ist.

- Nach **Nr. 73** des dritten Anhangs: bei geothermischen Kraftwerken mit einer Leistung von 20 MW.
- Nach **Nr. 80** des dritten Anhangs: bei Inanspruchnahme der folgenden täglichen Thermalwassermengen mittels einer oder mehrerer Förderanlagen:
 - Grundwasser 1.000 m³,
 - Thermales Karstwasser 500 m³ (nach der Verordnung 20/2001 waren es 1.000 m³),
 - Schichtwasser 5.000 m³,
 - Kaltes Karstwasser 2.500 m³,
 - Ufergefiltertes Wasser 5.000 m³,
 - Thermales Schichtwasser 2.000 m³,
 - wenn die jeweilige Förderrate der Quelle 33 % überschreitet und über 50 m³ (nach der Verordnung 20/2001 waren es 100 m³) täglich gefördert werden (falls nicht bereits im „ersten Anhang“ siehe oben geregelt).
- Nach **Nr. 134** des dritten Anhangs: bei Reinjektionen in den Aquifer, falls nicht bereits im ersten Anhang geregelt. In diesem Fall kann bei der Aufsichtsbehörde eine **vorläufige Konsultation** beantragt werden (Vorstudie).

Zweck der mit der Umweltschutzbehörde durchzuführenden **vorläufigen Konsultation** ist die Einholung der Meinung der Umweltschutzbehörde, bzw. der sonstigen Behörden über die inhaltlichen Erfordernisse der Umweltschutzauswirkungsstudie bzw. des Antrags auf Erteilung der Umweltnutzungsgenehmigung. Im Rahmen der vorläufigen Konsultation wird die Umweltschutzbehörde eine Meinung innerhalb von 45 Tagen ab Antragsstellung über die umweltschutzbezogenen Aspekte der geplanten Tätigkeit abgeben (z.B. benennt sie eine im Antrag aufgeführte Alternative, die umweltrechtlich bevorzugt wird; macht den Antragsteller darauf aufmerksam, falls ein Grund zu Ablehnung des Antrags besteht, usw.).

Wie oben dargestellt wurde, sind einige Änderungen bezüglich der Wassermengen erfolgt. Die Bedingungen der Umweltnutzung und deren Genehmigung sind in § 66 des Umweltgesetzes erfasst. Das vorläufige Untersuchungsverfahren und die vorläufige Konsultation sind in § 67 des Umweltgesetzes geregelt. Das Untersuchungsverfahren zu den Auswirkungen auf die Umwelt ist in §§ 68 ff. des Umweltgesetzes geregelt. Die Ergebnisse dieses Untersuchungsverfahrens werden in der Umweltauswirkungsstudie zusammengefasst.

Die **Verordnung des Ministeriums für Umweltschutz und Wasserwesen 33/2005** vom 27.12.2005 regelt die Pflicht zur Einbeziehung von Sachverständigen und zur Bezahlung der Gebühren.

Die einzelnen Genehmigungen und deren Verfahrensabläufe sind in der **Regierungsverordnung 314/2005** vom 25.12.2005 detailliert geregelt:

- die vorläufige Untersuchung §§ 3-5,
- die vorläufige Konsultation §§ 5/A ff.,
- das Genehmigungsverfahren zu Umweltauswirkungsuntersuchungen §§ 6-16,
- das einheitliche Genehmigungsverfahren zur Umweltnutzung §§ 17-23,
- die zwei letztgenannten Verfahrensarten können auch zusammen und gekoppelt durchgeführt werden; deren Regelungen sind in §§ 24 ff. erfasst.

Aufgrund der Komplexität der Genehmigungsverfahren ist es wichtig, dass das Projekt mit einer Umweltstudie begonnen wird, welche auch als Voraussetzung oder Bedingung für die späteren Genehmigungsverfahren zählt.

In dieser Studie können auch für den Projektierer noch nicht erkannte Risiken dargestellt werden.

2.1.3.2 Bau- und sonstige Genehmigungen

Die Gewinnung und Nutzung von geothermischer Energie, bzw. der Bau und die Inbetriebnahme von den dazu erforderlichen Einrichtungen sind gemäß § 5 Abs. 1 des **Bergbaugesetzes (Nr. XLVIII aus dem Jahre 1993)** an die Genehmigung des Bergbauamts gebunden, es sei denn, eine wasserrechtliche Errichtungsgenehmigung ist erforderlich.

In bestimmten, in der **Verordnung 96/2005** des Ministeriums für Wirtschaft und Verkehr vom 04.09.2005 ausgeführten Fällen, muss die Genehmigung des Bergbauamtes eingeholt werden: beispielsweise für Forschungsanlagen bei Tiefbohrungen (Anhang 1 Nr. 1) oder für bauliche Anlagen bei Geothermieprojekten, bei denen geothermische Energie ohne Wasserentnahme genutzt wird (Anhang 1 Nr. 4.1).

Aufgrund der obigen Rechtsvorschriften ist, falls das Geothermieprojekt mit Wasserentnahme verwirklicht wird, gemäß der **Regierungsverordnung 72/1996** vom 22.05.1996 die Einholung einer **wasserrechtlichen Genehmigung** (wasserrechtliche Errichtungsgenehmigung, wasserrechtliche Inbetriebnahmegenehmigung, etc.) erforderlich, die vom Umweltschutzamt erteilt wird.

Eine spezielle Rechtsvorschrift beinhaltet die **Regierungsverordnung 320/2010** vom 27.12.2010 (§ 13 Abs. 2 e), l)), die vorschreibt, dass für den Bau der dem unmittelbaren *Schutz* von Wärmeproduktions- und Wärmelieferungsanlage (bspw. Heizkessel) dienenden Gebäudeteile von Heizwerken mit einer Leistung über 0,5 MW_{th} eine zusätzliche Genehmigung des Ungarischen Handelsgenehmigungsamtes (Magyar Kereskedelmi Engedélyezési Hivatal) erforderlich ist. Unter diese Regelungen fallen außerdem auch Stromleitungen.¹¹

Für die Errichtung und den Betrieb von Fernwärmeproduktionsanlagen, bzw. für die Stromerzeugung ist zusätzlich die **Genehmigung des Ungarischen Energieamtes**

¹¹ http://www.mkeh.gov.hu/muszaki/nemzeti/tavho_vezetekek

erforderlich (s. dazu § 4 des Gesetzes XVIII aus dem Jahre 2005 über die Fernwärmedienstleistung, bzw. § 4 des Elektrizitätsgesetzes LXXXVI aus dem Jahre 2007).

2.1.4 Energierecht

Das europarechtskonforme **Elektrizitätsgesetz LXXXVI aus dem Jahre 2007** (im Folgenden VET = villamos energia törvény) verfügt über eine ganz andere Struktur, als sein Vorgänger (Gesetz CX aus dem Jahre 2001). Das Gesetz weist Ähnlichkeiten mit dem deutschen EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) auf.

Nach § 4 Abs. 1 VET darf elektrische Energie in einem Kraftwerk mit einer Leistung von 50 MW oder größer nur auf der Grundlage einer **Betriebsgenehmigung** zur Erzeugung von Strom erzeugt werden.

Bei Kleinkraftwerken mit einer Leistung von 0,5 MW oder größer, ist für die Stromerzeugung eine kombinierte Genehmigung erforderlich, welche die Baugenehmigung sowie die Betriebsgenehmigung umfasst.

Der Erzeuger erhält eine Vergütung für die Netto-Stromproduktion, das heißt, Bruttoproduktion minus Eigenverbrauch (§ 4 Abs. 4 VET).

Die Vorschriften über Energie aus erneuerbaren Energiequellen, Abfallprodukten und Kraft-Wärme-Kopplung sind in den Paragraphen 9 bis 13 festgelegt.

§ 10 Abs. 1 c) VET regelt für den Strom, der unter die gesetzlich gewährte Pflichtabnahme fällt, die Kriterien nach denen der Abnahmepreis, die Abnahmemenge sowie die Abnahmedauer determiniert werden. Dazu zählen:

- die durchschnittliche Amortisationszeit der einzelnen Erzeugungstechnologien,
- die effiziente Nutzung von Energiequellen im Zusammenhang mit den Naturgegebenheiten des Landes,
- die Belastbarkeit der Verbraucher,
- die Effizienzsteigerungen, die sich aus der Technologieentwicklung ergeben,
- die Auswirkungen der einzelnen Erzeugungstechnologien auf das Elektrizitätssystem,
- technische Leistungsmerkmale.

Nach § 11 Abs. 1 VET erfolgt die Pflichtabnahme entweder auf Basis des Marktpreises oder auf Basis eines in diesem Gesetz oder einer weiteren Rechtsnorm festgesetzten Abnahmepreises.

Die Abnahmepflicht des Netzbetreibers, des gemeinnützigen Versorgers (d.h. Unternehmen, welche den Strom unmittelbar an die Endverbraucher verkaufen) und des Stromhändlers wird in § 13 VET ausgeführt.

Energie aus erneuerbaren Energiequellen hat beim Netzzugang Vorrang gegenüber fossilen Energieträgern (§ 35 Abs. 3 VET).

2.1.4.1 Strompreisregelung

Die Preisregelung wird im VET im XVI. Kapitel ausgeführt (§§ 140-146). Der Verbraucher bezahlt den Strompreis und die Netznutzungsentgelte nach dem Strom- und Netznutzungsvertrag. Die Netznutzungsentgelte sind in einer Rechtsnorm festgesetzt, der Preis für die Energie, die der Stromhändler dem Verbraucher verkauft

hat, wird entweder zwischen dem Stromhändler und dem Verbraucher vereinbart oder er wird nach den AGBs des Stromhändlers ermittelt. Der Preis für die im Rahmen der gemeinnützigen Versorgung verkauften Energie wird vom Minister in einer Verordnung bestimmt (regulierter Preis).

Der regulierte Preis wird in § 141 Abs. 8 VET ausgeführt. Nach dieser Vorschrift stellen das Netznutzungsentgelt (§ 142 Abs. 1 VET) und das Netzanschlussentgelt (§ 144 Abs. 1 VET) die Entgelte dar, die durch den Verbraucher an den Verteilnetzbetreiber und den gemeinnützigen Versorger für ihre Dienstleistung gezahlt werden (§ 142 Abs. 11 und § 143 Abs. 3 VET). Die Berechnung erfolgt auf Basis des tatsächlichen Verbrauchs. Diese Entgelte stellen den Preis für die gemeinnützige Versorgung nach § 143 Abs. 1 VET dar.

2.1.4.2 KRT-System (Ungarisches Vergütungssystem)

Die Pflichtabnahme von Energie aus erneuerbaren Energiequellen, aus Abfall und aus Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Abnahmepreise werden in der Regierungsverordnung 389/2007 vom 23.12.2007 geregelt, die seit 01.01.2008 in Kraft ist. Diese Regierungsverordnung wird auch als KRT-Verordnung (Kötelező Rtvételi Rendszer) bezeichnet.

Die Abnahmepreise sowie die Voraussetzungen der Abnahme werden von der Regierung in Form einer Regierungsverordnung festgesetzt (§ 11 Abs. 3 S. 1 KRT). Die Energiemenge und die Dauer der Abnahme werden vom Ungarischen Energieamt bestimmt (§ 11 Abs. 3 S. 2 KRT). Die Abnahmepreise können auch entsprechend der Energieträger, Erzeugungsprozesse sowie in Abhängigkeit der Nutzung der im Kopplungsprozess produzierten Wärme und nach der Kraftwerksleistung ermittelt (§ 11 Abs. 3 S. 3 KRT) werden.

Nach Auskunft vom MEH sind die im KRT-System (Ungarisches Vergütungssystem) dargestellten Preise auch regulierte Preise. Das Ungarische Energieamt ist für die Erstellung der Preisvorlagen zuständig.

Die Preisregulierung erfolgt in einem 4 Jahres-Zyklus.

Im ersten Anhang der KRT-Verordnung werden in einer Tabelle die Tarife des KRT-Systems dargestellt.

Weitere Bedingungen für die Pflichtabnahme werden in § 4 der KRT-Verordnung erläutert.

Abnahmepreise werden unter den folgenden **Bedingungen** gezahlt:¹²

- wenn die Leistung der produzierenden Anlage größer als 50 kVA ist,
- wenn das Ungarische Energieamt die Berechtigung des Erzeugers zur Pflichtabnahme noch vor dem 01.01.2008 in einem rechtskräftigen Erlass festgestellt hat,

¹²

<http://www.kormany.hu/download/d/61/10000/Magyarorsz%C3%A1g%20Meg%C3%BAj%C3%B3%20Energia%20Hasznos%C3%ADt%C3%A1si%20Cselekv%C3%A9si%20Terve.pdf>

- wenn das Ungarische Energieamt die Berechtigung des Erzeugers zur Pflichtabnahme nach dem 01.01.2008 in einem rechtskräftigen Erlass festgestellt hat, da
 - der Produzent/Erzeuger Energie ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern oder aus Abfall oder aus einer Kombination von beidem erzeugt,
 - bei gemischter Feuerung der Anteil an erneuerbaren Energieträgern mindestens 30 % beträgt.

Weitere **Voraussetzungen zur Verwertung** im Pflichtabnahmesystem (KRT) nach § 6 der KRT-Verordnung:¹³

- Das Ungarische Energieamt (MEH) muss in einem Erlass festgesetzt haben, wie viel Energie (Menge/Quote) für welche Abnahmezeit vergütet/verwertet werden kann.
- Der Erzeuger ist im KRT-Bilanzkreis integriert, das heißt die technischen und prozessualen Voraussetzungen der Integration sind gegeben, z.B. die Ausweisung des Anschlusspunktes ist vorhanden, die notwendigen Dokumente zum Anschluss wurden bei Antragstellung abgegeben (Investitionsförderung, Steuerbegünstigungen) und die Verwaltungsgebühren wurden bezahlt.
- Es besteht kein Ausschlussgrund für eine Pflichtabnahme. Zu den Ausschlussgründen zählen beispielsweise wenn offene Schulden gegenüber öffentlichen Einrichtungen bestehen, Fördermittel ohne Berechtigung in Anspruch genommen wurden oder laufende Strafprozessverfahren gegen den Antragsteller bestehen.

Wenn der Erzeuger seinen Strom nach der KRT-Regelung verwerten möchte, muss dieser beim Ungarischen Energieamt (MEH) einen Antrag stellen (§ 6 Abs. 1). Der Antrag kann gleichzeitig mit den unter Kapitel 2.1.4 definierten Betriebsgenehmigungen für Klein- beziehungsweise Großkraftwerke gestellt werden. Bei nicht genehmigungspflichtigen Kleinkraftwerken muss der Antrag spätestens 60 Tage vor Betriebsbeginn beim Ungarischen Energieamt gestellt werden (§ 6 Abs. 2).

Der Erzeuger muss neben dem Antrag die folgenden Unterlagen beifügen:

- Eine Bestätigung über die Inanspruchnahme von Fördermitteln.
- Einen Wirtschaftsplan für die Kraftwerkseinheit, der von einem unabhängigen Fachberater geprüft und im Fall einer Kreditaufnahme von einem Kreditinstitut geprüft sein muss. Der Wirtschaftsplan muss bei einer Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen und/oder Abfall für einen Zeit-

¹³

<http://www.kormany.hu/download/d/61/10000/Magyarorsz%C3%A1g%20Meg%C3%BAjul%C3%B3%20Energi%C3%A1sz%C3%A1r%C3%A1si%20Cselekv%C3%A9si%20Terve.pdf>

raum von 15 Jahren erstellt werden. Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist ein Zeitraum von 10 Jahren ausreichend. Im Wirtschaftsplan muss die im KRT-System zu verwertende, jährliche Energiemenge festgesetzt werden.

- Eine Anlagendokumentation der Erzeugungsanlage.
- Eine Erklärung über die Herkunftsnachweispflicht (§ 8 der KRT-Verordnung).
- Eine Bestätigung von einem Finanzinstitut, dass die Gebühren bezahlt wurden.

Im KRT-System wird nach § 3 Abs. 10 S. 2 der KRT-Verordnung die Netto-Strommenge verwertet/vergütet.

Das Ungarische Energieamt setzt bei jedem Projekt in Form eines Erlasses fest, welche Energiemenge für welchen Zeitraum vergütet werden kann. Hier wird in Betracht gezogen, dass eine Investition solange eine Vergütung für die erzeugte Energiemenge in Anspruch nehmen kann, bis sich die Investition rentiert hat (§ 6 ff.). Nach Auskunft von MEH ist für die Zukunft geplant, statt des projektbezogenen Systems eine Benchmark Matrix oder Benchmark Analyse zu verwenden, um so technologiebezogen und nicht projektbezogen die Vergütungsdauer und die zu vergütende Menge festsetzen zu können.

Nach der Regierungsverordnung 389/2007 vom 23.12.2007 dürfen die Kraftwerksbetreiber die in ihrer Genehmigung vom Energieamt **festgesetzten Quoten**/Mengen verwerten. Ihnen obliegt die Entscheidung, welche Mengen sie in welchem Jahr verwerten. Es erfolgt lediglich eine Deckelung der Menge insgesamt in einem definierten Zeitraum von mehreren Jahren. Sobald die Gesamtmenge durch den Erzeuger verkauft wurde, entfällt die fixierte Vergütung.¹⁴

Es ist geplant dieses KRT-System so zu gestalten, dass die Erzeugungstechnologie und die Größe der Kraftwerke berücksichtigt werden, da die verschiedenen Technologien über unterschiedliche Amortisationszeiten verfügen und die einzelnen erneuerbaren Energieträger unterschiedlich an der Erfüllung gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Ziele beteiligt sind.¹⁵

2.1.4.3 KWK-Regelungen bezüglich der Vergütungsfähigkeit

Der Anteil des im KWK-Prozess erzeugten Stroms ist in den letzten 15 Jahren am stärksten gestiegen. Der in diesem Prozess erzeugte Strom wurde bis zum 31.12.2010 nach dem KRT-System vergütet, die Förderung ist mittlerweile ausgelaufen (§ 171 Abs. 5 VET). Das Auslaufen der Vergütungsregelung betrifft 25 % der derzeit vergüteten Erzeugungseinheiten, die restlichen Erzeuger können noch bis zum Jahr 2015 für ihre Strommenge die Abnahmepreise erhalten.¹⁶

¹⁴

<http://www.kormany.hu/download/d/61/10000/Magyarorsz%C3%A1g%20Meg%C3%BAjul%C3%B3%20Energi%C3%A1sz%C3%ADt%C3%A1si%20Cselekv%C3%A9si%20Terve.pdf>

¹⁵

<http://www.kormany.hu/download/d/61/10000/Magyarorsz%C3%A1g%20Meg%C3%BAjul%C3%B3%20Energi%C3%A1sz%C3%ADt%C3%A1si%20Cselekv%C3%A9si%20Terve.pdf>

¹⁶ http://www.mket.hu/alapanyagok/tanulmany_2010_vez_osszefog.pdf

Es gibt laut § 171 Abs. 5 VET eine Übergangsregelung von zwei Phasen, nach der, bei einer Verwendung der im KWK-Prozess erzeugten Wärme zur Versorgung von Haushaltskunden sowie zur Versorgung öffentlicher Einrichtungen, der erzeugte Strom weiterhin vergütet werden kann. Voraussetzung ist, dass der Erzeuger bei MEH einen Antrag gestellt hat. Die Anträge mussten bis 31.01.2011 bei MEH eingereicht werden. Diese werden bis zum 15.04.2011 von MEH geprüft (§ 171 Abs. 5b VET). Die Voraussetzungen für die Verlängerung der Vergütungsfähigkeit sind in § 171 Abs. 5a a)-c) VET ausgeführt und die Wesentlichsten davon im Folgenden dargestellt:

- Der Anteil der zur Versorgung von Haushaltskunden und öffentlichen Einrichtungen erzeugten Wärme muss in den vergangenen zwei Kalenderjahren (vor Antragstellung) 35 % betragen haben.
- Der Erzeuger verlangt weiterhin die am 01.12.2010 gültigen pauschalen Wärmepreise bis einschließlich 30.06.2011.
- Der Anteil von 35 % muss in jedem Jahr des Verlängerungszeitraums erreicht werden.

Für diejenigen, die von den Übergangsregelungen betroffen sind und die Verlängerung der Vergütungsfähigkeit erhalten haben, gibt es dennoch eine zusätzliche Absenkung der Abnahmepreise. Nach § 171 Abs. 5c) VET erfolgte eine Absenkung der Preise in Höhe von 15 % für die in Phase 1 und 2 verlängerten Projekte zum 01.01.2011. Eine nochmalige Absenkung in Höhe von 15 % erfolgt zum 01.01.2012 für diejenigen, die die Verlängerung der Vergütungsfähigkeit in der zweiten Phase erhalten haben.

Im Falle von KWK-Projekten besteht für den Erzeuger eine **Wahlmöglichkeit** zur Stromvergütung nach den gesetzlichen Regelungen für erneuerbare Energien oder für Kraft-Wärme-Kopplung. Die Vergütungsmöglichkeit bei der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien bleibt im K&RT-System bestehen.

2.1.4.4 Sondersteuer

In Ungarn wurde im Herbst 2010 mit dem Gesetz XCIV vom 18. Oktober 2010 „Über die Sondersteuer für einzelne Branchen“ eine **Sondersteuer** eingeführt. Der Sektor der Energieversorgung wurde hierbei einbezogen. Die Steuer wird für die Jahre 2010, 2011 und 2012 erhoben. Die Steuer wird auf die Nettoverkaufserlöse (Umsatz) des jeweiligen Steuerjahres erhoben, unabhängig davon, ob das Unternehmen in dem betreffenden Jahr einen Gewinn erwirtschaftet oder nicht. Für 2010 musste im laufenden Jahr eine Vorauszahlung auf der Umsatzbasis von 2009 geleistet werden.¹⁷

Am 14.06.2010 hat das Ungarische Parlament eine Gesetzesänderung beschlossen, in deren Folge die Strom- und Erdgaspreise für Haushalte und Kleinverbraucher eingefroren worden sind. Die Preisgestaltung für die gemeinnützige Versorgung obliegt derzeit dem Minister/der Ministerin, der/die dem Nationalen Entwicklungsministeri-

¹⁷

http://www.ahkungarn.hu/fileadmin/ahk_ungarn/Dokumente/Wirtschaftsinfos/HU/Regierungsdokumente/INFO_Sondersteuern_Ungarn.pdf

um vorsteht. Diese Situation bleibt solange aufrecht, bis unter Mitwirkung des Ungarischen Energieamtes eine neue Regelung entwickelt wird.¹⁸

2.1.4.5 Nationaler Aktionsplan – NCST¹⁹

Der ungarische Nationale Aktionsplan wurde entsprechend der in der Entscheidung der Kommission vom 30. Juni 2009 zur Festlegung eines Musters für nationale Aktionspläne für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (2009/548/EG) vorgegebenen Form zusammengestellt. Als neue Zielsetzung wurde statt eines 13 % Anteils erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch jetzt ein Wert von **14,65 % bis 2020** definiert.

Im Folgenden sind (kursiv dargestellt) einige Fragstellungen aufgeführt, die im Rahmen des nationalen Aktionsplans durch die Mitgliedstaaten zu beantworten waren:

4.2.1. e) *Wurden unnötige Hindernisse oder unverhältnismäßige Anforderungen im Zusammenhang mit den Genehmigungs-, Zertifizierungs- und Zulassungsverfahren ermittelt, die auf Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energiequellen und die angegliederten Infrastrukturen der Übertragungs- und Verteilernetze sowie auf den Vorgang der Umwandlung von Biomasse in Biokraftstoffe oder sonstige Energieprodukte angewandt werden? Falls ja, welche?*

Das komplexe und komplizierte Genehmigungsverfahren, die relativ große Zahl der involvierten Genehmigungsbehörden und die Genehmigungsfristen können **investitionshemmend** wirken. Aus diesen Gründen findet derzeit eine Überprüfung der Verfahren statt, mit dem Ziel diese zu vereinfachen und die Verfahren in eine Hand zu legen (eine Behörde als **alleinige Anlaufstelle**).

4.2.1. f) *Welche Verwaltungsebene (lokal, regional, national) ist zuständig für die Genehmigung, Zertifizierung und Zulassung von Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen und für die Raumplanung? (Ist dies vom Anlagentyp abhängig, machen Sie bitte entsprechende Angaben.) Falls die Zuständigkeit auf mehr als einer Ebene angesiedelt ist: Wie findet die Koordinierung zwischen den Ebenen statt? Wie soll die Koordinierung zwischen mehreren zuständigen Behörden in Zukunft verbessert werden?*

Die Genehmigungen im Zusammenhang mit der Errichtung, der Inbetriebnahme sowie dem Betrieb im Bereich des Strom- und Gasmarktes werden durch das Ungarische Energieamt (MEH) als nationale Behörde erstellt. Im Bereich Raumplanung ist das Innenministerium zuständige Behörde. Bergbaugenehmigungen sowie Umweltschutzgenehmigungen werden durch regionale Aufsichtsbehörden erstellt.

Zuständig für die Erstellung von Baugenehmigungen ist das Hungarian Trade Licensing Office (HTLO) für die Bereiche Strom-, Gas- und Wärmeversorgung.

¹⁸ http://index.hu/gazdasag/magyar/2010/06/15/visszaternek_a_hatosagi_arak/ und http://index.hu/gazdasag/magyar/2010/06/09/visszater_a_hatosagi_energiaar/

¹⁹

<http://www.kormany.hu/download/d/61/10000/Magyarorsz%C3%A1g%20Meg%C3%BAj%C3%B3%20Energia%20Hasznos%C3%ADt%C3%A1si%20Cselekv%C3%A9si%20Terve.pdf>

Notwendige Maßnahmen zur Verbesserung der Koordination zwischen den Ebenen können erst nach Vorliegen von Ergebnissen aus der unter Punkt e) bereits genannten Studie abgeleitet und ergriffen werden.

4.2.1. h) Wie wird die horizontale Koordinierung zwischen unterschiedlichen Verwaltungsstellen erleichtert, die für die verschiedenen Teile einer Genehmigung zuständig sind? Wie viele Verfahrensschritte sind bis zum Erhalt der endgültigen Genehmigung/Zulassung zu durchlaufen? Existiert eine einzige Anlaufstelle zur Koordinierung aller Verfahrensschritte? Werden die Zeitpläne für die Bearbeitung der Anträge im Voraus übermittelt? Wie lange dauert es im Durchschnitt, bis über einen Antrag entschieden ist?

Nach den derzeitigen Regelungen (Gesetz CXL von 2004 über allgemeine Regelungen zu Verwaltungsverfahren und Verwaltungsdiensten) besteht bereits eine Kommunikationspflicht zwischen den Behörden. Eine **alleinige Anlaufstelle** existiert jedoch zurzeit noch nicht. Diese zu schaffen wurde als Ziel im Neuen Széchenyi Plan im Rahmen der Zielsetzung, die öffentliche Verwaltung neu zu strukturieren, aufgenommen.

4.2.1. i) Werden bei den Genehmigungsverfahren die Besonderheiten der verschiedenen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien berücksichtigt? Falls ja, geben Sie bitte an, auf welche Weise. Falls nein, haben Sie vor, sie in Zukunft zu berücksichtigen?

In den Genehmigungsverfahren werden die Unterschiede zwischen den Energieträgern nur eingeschränkt berücksichtigt. Der Fokus liegt auf den Spezifika des jeweils betroffenen Gebietes, das heißt Strom-, Gas- oder Wärmeversorgung. Bei der Überprüfung der Genehmigungsverfahren sollen jedoch die Spezifika der erneuerbaren Energiequellen Berücksichtigung finden. Derzeit geplant ist die Erstellung von Leitfäden zur Bewertung und Prüfung als Teil der Anpassung der Verfahrensabläufe. Damit soll einerseits die Arbeit der Behörden erleichtert werden, andererseits sollen diese Leitfäden den Investoren aber auch Anhaltspunkte zu den Kriterien liefern, auf denen die Behörden ihre Genehmigungen fußen lassen.

2.1.5 Fernwärmepreisregelung

Die Vorschriften des Fernwärmegesetzes XVIII aus dem Jahre 2005 (FWG) müssen nach § 3 Abs. 3 b) im Einklang mit dem Gesetz XLVIII (Bergbaugesetz) aus dem Jahre 1993 (siehe auch Kapitel 2.1.1) und dem Gesetz LVII (Wassergesetz) aus dem Jahre 1995 (siehe auch Kapitel 2.1.2) ausgelegt werden.

Hinsichtlich der aktuellen Rahmenbedingungen auf dem ungarischen Fernwärmemarkt wurden durch das Ungarische Energieamt (MEH), Herrn Tibor Bartha, die folgenden Auskünfte erteilt:

Die Teilnehmer auf dem Fernwärmemarkt sind:

- Gashändler,
- Kraftwerksbetreiber,
- Fernwärmeversorger,
- Verbraucher: Haushalte und öffentliche Einrichtungen.

Bei einer vertikalen Betrachtung der Preisfestsetzung in der fossilen Fernwärmeversorgung, ist Folgendes festzustellen: Das Erdgas wird zu Marktpreisen eingekauft, der Preis für die im Kraftwerk erzeugte Wärme wird direkt zwischen dem Kraftwerksbetreiber und dem Fernwärmeversorger vereinbart und in einem Vertrag festgesetzt.

Der von den Endverbrauchern an den Fernwärmeversorger zu entrichtende Wärmepreis ist definiert als regulierter Höchstpreis. Dieser gilt unabhängig vom eingesetzten Energieträger und ist somit auch für eine geothermische Wärmeversorgung relevant. Die preisregulierende Stelle ist der Stadtrat.

Eine Festsetzung beziehungsweise Änderung des regulierten Preises kann auf zwei Wegen erfolgen. Zum einen haben die Fernwärmeversorgungsunternehmen die Möglichkeit einen entsprechenden Änderungsantrag zu stellen. Zum anderen kann der Stadtrat weiterhin von Amts wegen tätig werden.

Seit dem 01.07.2010 ist das Ungarische Energieamt im Rahmen eines Verwaltungsprozesses dafür zuständig, den mit dem Ziel einer Preisänderung eingereichten Antrag der Versorgungsgesellschaften zu evaluieren. Der Preisänderungsantrag wird vom Ungarischen Energieamt auf Basis eines Benchmarks bewertet.

Die Fernwärmeversorger werden auf Basis folgender Kategorien eingestuft:

- Anzahl der mittels Fernwärme versorgten Haushalte,
- Art der Wärmeerzeugung (reine Wärmeerzeugung oder Wärmeerzeugung im KWK-Prozess).

Auf Basis der durch das Ungarische Energieamt angewendeten Kategorien sollen die Preissysteme vergleichbar gemacht werden.

Im Fall eines Preisänderungsantrags eines Fernwärmeversorgungsunternehmens kann der Stadtrat ausschließlich nach dem genehmigten Erlass des Ungarischen Energieamts den Preis der Fernwärmedienstleistung ändern.

Weiterhin ermöglicht das ungarische Preisgesetz LXXXVII aus dem Jahre 1990 der preisregulierenden Stelle den Preis und deren Berechnungsmethode von Amts wegen zu ändern. In diesem Fall ist das Ungarische Energieamt nicht an der Preisregulierung beteiligt.

Die Vorschriften der Preisregelung wurden mit dem Änderungsgesetz LXVII aus dem Jahre 2008 geändert. Der Endverbrauchspreis der Fernwärmeversorgung ist aber weiterhin der regulierte Höchstpreis, wobei die regulierende Stelle der Stadtrat ist.

Vor der Gesetzesänderung bis zum 01.07.2009 hatte der Minister / die Ministerin zu der Fernwärmepreisfestlegung Stellung genommen. Diese Kompetenz (Fernwärmepreiskontrolle) wurde dem Ungarischen Energieamt als zentrale Behörde übertragen. Ziel ist es, die Preise der Fernwärmeversorgung zu vereinheitlichen und zu reduzieren.

Kompetenzbereich des Ungarischen Energieamts im Fernwärmebereich

Will ein Fernwärmeversorgungsunternehmen Änderungen an den Preisen durchsetzen, muss es einen entsprechenden Antrag beim Ungarischen Energieamt stellen. Das Amt prüft den Antrag im Rahmen eines Verwaltungsprozesses und erlässt innerhalb von 30 Tagen einen Verwaltungsakt (§ 57/A Abs. 3 FWG). Das Fernwärme-

versorgungsunternehmen kann nur auf Basis dieses Erlasses einen Antrag bei der preisregulierenden Selbstverwaltung (Stadtrat) einreichen (§ 57/A Abs. 5 FWG).

Das Energieamt ist für folgende Aufgaben zuständig:

- Durchführung des Preiskontrollprozesses auf Antrag eines Fernwärmeversorgers (Fernwärmeanschlussentgelte und Fernwärmepreise für Haushalte).
- Von Amts wegen initiierte Aufsichten: Durchführung des Preiskontrollprozesses, wenn der Preis in einem zwischen dem Fernwärmeerzeuger und dem Fernwärmeversorger abgeschlossenen Vertrag festgelegt wird (§ 57/B Abs. 1 FWG).

Die Fernwärmeentgelte sind vom Fernwärmeversorger abhängig und unterscheiden sich gemäß den folgenden Kategorien:

Verbrauchskategorien:

- Haushalte
- Keine Haushalte

Nutzungszweck:

- Heizung
- Warmwasser

Gebührensätze:

- Grundgebühr
- Wärmegebühr

Allgemeine Regelungen der Genehmigungsverfahren nach § 12 ff. FWG im Zusammenhang mit der Regierungsverordnung 157/2005 vom 15.08.2005 über die Ausführungen zum FWG:

Die Erzeugung und die Versorgung mit Fernwärme sind genehmigungspflichtige Tätigkeiten. Die Errichtung und die Auflösung einer Fernwärmeerzeugungsanlage mit einer Leistung von 5 MW oder mehr sind ebenfalls genehmigungspflichtig. Unter Errichtung wird verstanden: die Errichtung, die Erweiterung, der Umbau, die Erhöhung und Minderung der Leistung sowie die Änderung des Heizmaterials.

Falls die Gesamtleistung der Fernwärmeanlagen nicht größer als 50 MW ist, ist ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren ausreichend.

Bei Fernwärmeerzeugungsanlagen mit einer Leistung unter 5 MW, muss lediglich eine Betriebsgenehmigung für die Fernwärmeerzeugung beantragt und erstellt werden (§ 6 Abs. 2 der Regierungsverordnung).

Die zuständigen Behörden hinsichtlich der Genehmigungsverfahren für die Errichtung und für den Betrieb der Wärmeerzeugungsanlagen sind das Ungarische Energieamt sowie der Notar bei der jeweiligen Gemeinde nach § 14 Abs. 1 FWG. Falls zur Aufnahme der Tätigkeit eine Umweltgenehmigung oder eine einheitliche Um-

weltnutzungsgenehmigung erforderlich ist, muss diese dem Antrag beigelegt werden.

Nach § 16 Abs. 1 wird der Antrag auf Betriebsgenehmigung zur Fernwärmeversorgung beim Notar gestellt.

2.1.6 Gesellschaftsrecht

Gesellschaftsgründung in Ungarn

In Ungarn dürfen sowohl ungarische und ausländische natürliche Personen als auch Rechtspersonen und juristische Personen ohne Rechtspersönlichkeit Gesellschaften gründen. Seit 2006 sind einige Änderungen im Unternehmensgesetz erfolgt. Am 1. Juli 2006 sind ein neues Unternehmensgesetz und ein neues Registrierungsgesetz in Kraft getreten (Gesetz IV von 2006 über die Unternehmen, „Unternehmensgesetz“, und Gesetz V von 2006 über Unternehmensveröffentlichungen, Firmengerichts- und Auflösungsverfahren, „Registrierungsgesetz“).²⁰

Das neue Unternehmensgesetz (Gesetz IV von 2006) erfasst fünf mögliche Gesellschaftsformen in denen Investoren in Ungarn tätig werden können:

- Kkt.²¹ § 88-107 (OHG = Offene Handelsgesellschaft)
- Bt.²² § 108-110 (Kommanditgesellschaft)
- Kft.²³ § 111-170 (GmbH = Gesellschaft mit beschränkter Haftung)
- Zrt.²⁴ § 171-183, § 184-284 (geschlossene AG = Aktiengesellschaft)
- Nyrt.²⁵ § 171-183, § 285-315 (offene AG = Aktiengesellschaft)

Gemeinsame Unternehmen (joint enterprise) als Unternehmensform können nach Inkrafttreten des neuen Unternehmensgesetzes (ab 01.07.2006) nicht mehr gegründet werden. Nach § 333 Abs. 7 des neuen Unternehmensgesetzes sind die Vorschriften des alten Unternehmensgesetzes (Gesetz CXLIV von 1997) für die schon bestehenden Unternehmen noch anwendbar.

Die Vorschriften zu Aktiengesellschaften haben sich ebenfalls zum 01.07.2006 geändert. Es lässt sich unterscheiden zwischen geschlossenen (Aktien werden nur den Gründern angeboten) und offenen (Aktien werden der Öffentlichkeit angeboten) Aktiengesellschaften. Der Unterschied muss in der Namensführung gekennzeichnet werden.

Die Gesellschaftsgründung kann nach § 4 Abs. 1 des Unternehmensgesetzes auch in einer "Non-profit" Form erfolgen. Es kann durch Gesetz vorgeschrieben werden, dass einige wirtschaftliche Tätigkeiten nur in einer bestimmten Gesellschaftsform ausgeführt werden dürfen (§ 2 Abs. 4), oder dass die Gründung einer Gesellschaft ausschließlich nach dem Erlass einer behördlichen Genehmigung erfolgen kann (§ 6

²⁰ <http://de.itdhungary.com/?p=firmengrundung>

²¹ Közkereseti társaság

²² Betéti társaság

²³ Korlátolt felelősségű társaság

²⁴ Zárt részvénytársaság

²⁵ Nyitott részvénytársaság

Abs. 1). Zur Gründung einer Gesellschaft sind außer im Falle einer gesonderten Form der Kft. oder Zrt. mindestens zwei Personen notwendig (§ 3 Abs. 2).

Die europäischen Unternehmensformen wurden ins ungarische Recht aufgenommen, so die Europäische Aktiengesellschaft (SE), die Europäische Wirtschaftliche Interessenvereinigung (EWIV)²⁶ und die Europäische Genossenschaft (SCE).²⁷ Die europäische Aktiengesellschaft wird im Gesetz XLV von 2004, die Europäische Interessenvereinigung im Gesetz XLIX von 2003 und die Europäische Genossenschaft im Gesetz LXIX von 2006 geregelt.

Für ausländische Investoren gibt es weitere gesellschaftsrechtliche Formen, in denen sie in Ungarn tätig werden dürfen, wie das Ausländische Privatunternehmen (Gesetz LXXII aus dem Jahre 1998), der Handelsagent (Gesetz CXVII von 2000²⁸), die Zweigniederlassung eines ausländischen Unternehmens und die Handelsrepräsentanz oder Handelsvertretung (Gesetz CXXXII aus dem Jahre 1997). In den §§ 3-24 des Gesetzes CXXXII aus dem Jahre 1997 wird die Zweigniederlassung eines ausländischen Unternehmens und in den §§ 25-31 wird die Handelsvertretung eines ausländischen Unternehmens geregelt.

Im ungarischen Unternehmensrecht lassen sich zwei Hauptformen unterscheiden, es gibt Gesellschaften ohne und mit Rechtspersönlichkeit. Jede der hier relevanten fünf Gesellschaftsformen ist rechtsfähig und kann in ihrem eigenen Namen Rechte erwerben und Verpflichtungen eingehen. Die Registrierung im Falle von Kkt. und Bt. ist jedoch einfacher und kostengünstiger.²⁹ Die Gesellschaften ohne Rechtspersönlichkeit (Personengesellschaften) sind die Bt. (=KG) und die Kkt. (=OHG). Die beiden Gesellschaftsformen lassen sich aufgrund des Umfangs ihrer Gesellschafterhaftungen unterscheiden.

Nach § 108 des Unternehmensgesetzes haftet im Fall der Bt. mindestens ein Gesellschafter (Komplementär) unbeschränkt und gemeinsam mit den anderen Gesellschaftern (Kommanditisten) solidarisch für die Verbindlichkeiten der Gesellschaft, wobei die Haftung der Kommanditisten auf die Höhe ihrer Einlage beschränkt ist.³⁰

Nach § 88 des Unternehmensgesetzes haften die Gesellschafter im Falle einer Kkt. unbeschränkt mit dem Privatvermögen für die Verbindlichkeiten der Gesellschaft, falls das Gesellschaftsvermögen zur Deckung der Verbindlichkeiten nicht ausreicht.³¹

Die Gesellschaften mit Rechtspersönlichkeit (Kapitalgesellschaften) sind die Kft. (=GmbH), Zrt. (=geschlossene AG) und Nyrt. (=offene AG). Die Kft. wird mit einem Stammkapital gegründet, welches aus den Stammeinlagen eines vorher festgelegten Betrages besteht. Die Gesellschaft haftet mit dem gesamten Gesellschaftsvermögen für ihre Verpflichtungen.

Gezeichnetes Kapital

Die Höhe des gezeichneten Kapitals hat sich seit der Studie 2005/2006 folgendermaßen geändert³²:

²⁶ http://www.ahkungarn.hu/fileadmin/ahk_ungarn/Dokumente/Bereich_RSI/Firmengruendung.pdf

²⁷ http://ec.europa.eu/youreurope/business/expanding-business/finding-business-partners/hungary/index_hu.htm

²⁸ <http://de.itdhungary.com/?p=firmengruendung>

²⁹ <http://de.itdhungary.com/?p=firmengruendung>

³⁰ http://www.ahkungarn.hu/fileadmin/ahk_ungarn/Dokumente/Bereich_RSI/Firmengruendung.pdf

³¹ http://www.ahkungarn.hu/fileadmin/ahk_ungarn/Dokumente/Bereich_RSI/Firmengruendung.pdf

- Kft.: Reduktion von 3.000.000 HUF / ca. 10.964 EUR auf 500.000 HUF / ca. 1.827 EUR (§ 114 Abs. 1 des Unternehmensgesetzes)
- Zrt.: Unverändert bei 5.000.000 HUF / ca. 18.274 EUR (§ 207 Abs. 1 des Unternehmensgesetzes)
- Nyrt.: Unverändert bei 20.000.000 HUF (ca. 73.094 EUR) (§ 288 Abs. 1 des Unternehmensgesetzes) vorher lag es bei der Rt.³³ (Aktiengesellschaft) allgemein bei 20.000.000 HUF (ca. 73.094 EUR)

Die derzeitigen Registrierungsgebühren (Gebühr des Firmengerichts) sind gemäß § 45 des Gesetzes XCIII von 1990:³⁴

- für die Nyrt. und für die Europäische Aktiengesellschaft 600.000 HUF (ca. 2.193 EUR),
- für die Bt. und für die Kkt. 50.000 HUF (ca. 183 EUR),
- für die Zrt. und für die GmbH 100.000 HUF (ca. 365 EUR),
- für die Zweigniederlassung 50.000 HUF (ca. 183 EUR),
- für die Repräsentanz eines ausländischen Unternehmens 50.000 HUF³⁵ (ca. 183 EUR).

Weiterhin fallen folgende Gebühren an:³⁶

- Veröffentlichungsgebühr 25.000 HUF (ca. 91 EUR),
- Notarielle Beglaubigung der Unterschrift des Geschäftsführers ca. 10.000 HUF (ca. 37 EUR).

2.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

2.2.1 Aktuelle Situation auf dem ungarischen Geothermiemarkt

Aufgrund der Notwendigkeit zur Reinjektion bzw. der Erhebung von Abwassergebühren bei fehlenden Reinjektionsbohrungen sind, gemäß Schätzungen von VITUKI, derzeit nur noch 500 von bestehenden 800 Produktionsbohrungen zur Versorgung von Treibhäusern in Betrieb. Insgesamt existieren jedoch geschätzt **lediglich** ca. 25 Reinjektionsbohrungen.

Nach aktuellem Kenntnisstand gibt es derzeit kein Stromerzeugungsprojekt. Ein Projekt der MOL (Hungarian Oil and Gas Company), welches mit dieser Zielsetzung entwickelt wurde, scheiterte an der nicht ausreichenden Fließrate des Produktions-

³² Wechselkurs: 100 HUF = ca. 0,37 €, Stand 20.03.2011 (<http://www.oanda.com>)

³³ Részvénytársaság

³⁴ Wechselkurs: 100 HUF = ca. 0,37 €, Stand 20.03.2011 (<http://www.oanda.com>)

³⁵ <http://de.itdhungary.com/?p=firmengrundung> und http://www.ahkungarn.hu/fileadmin/ahk_ungarn/Dokumente/Bereich_RSI/Firmengruendung.pdf

³⁶ Wechselkurs: 100 HUF = ca. 0,37 €, Stand 20.03.2011 (<http://www.oanda.com>)

brunnens. Bei diesem Projekt wurde durch den Geofund der Weltbank eine Fündigkeitsversicherung abgeschlossen, welche letztendlich durch Eintreten des Versicherungsfalls einen erheblichen Anteil der Bohrkosten zu tragen hatte.³⁷

Desweiteren ist vor allen Dingen der private Geothermieprojektentwickler „Pannergy“ auf dem ungarischen Markt aktiv. Das Geschäftsmodell sieht eine PPP – Struktur vor, welche immer auf der Kooperation mit Kommunen bei der Wärmeversorgung basiert. Laut Eigenauskunft sollen hier zahlreiche Projekte im Pannonischen Becken entwickelt werden. Es ist allerdings von den Experten noch kein Projekt zur Wärmeversorgung bestätigt, welches in Betrieb gegangen ist.³⁸

Es ist derzeit davon auszugehen, dass eine intensivere Nutzung der Geothermie durchaus möglich wäre, insofern entweder Kommunen in die finanzielle Lage versetzt werden, Projekte anzustoßen und zu entwickeln oder die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen durch Förderkonzepte verbessert werden.

Weitere Informationen zur aktuellen Situation sind im Kapitel "Handlungsempfehlungen" (2.3) zu finden.

2.2.2 Wirtschaftlichkeitsprüfung

Im Vergleich zu den in 2005 / 2006 durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Tiefengeothermieprojekte in Ungarn haben sich keine grundlegenden Änderungen ergeben und die damals festgestellten Ergebnisse haben sich erneut bestätigt. Analog zu den ursprünglichen Berechnungen wurden auf Basis der damals definierten Prämissen die folgenden Projekttypen für eine Betriebsdauer von 20 Jahren analysiert:

- Wärmegeführte KWK-Anlage,
- Stromgeführte KWK-Anlage,
- Reine Stromerzeugungsanlage,
- Reine Stromerzeugungsanlage mit bereits existierender Bohrung,
- Reines Wärmeprojekt bei Neubau Fernwärmenetz,
- Reines Wärmeprojekt bei bestehendem Fernwärmenetz.

Investitionskosten sowie Aufwandspositionen und Wärmeerlöse wurden unter Berücksichtigung der allgemeinen jährlichen Inflationsrate Ungarns³⁹ von 2005 bis 2011 einer Preissteigerung unterzogen. Für die Positionen Strom⁴⁰- und Ölpreis⁴¹ wurden die von Eurostat bzw. der Europäischen Kommission publizierten Preise für Ungarn angesetzt. Für die Finanzierung wurde ein Zinssatz von 4,5 % angesetzt.

³⁷ Proceedings from World Bank's GeoFund – IGA International Geothermal Workshop
February 16-19, 2009 - Istanbul, Turkey

³⁸ http://www.pannergy.hu/alap_eng.php?inc=dsp&menu_id=17

³⁹ Eurostat: Inflationsrate des Jahresdurchschnitts, Stand 31.01.2011

⁴⁰ Eurostat: Strompreise für industrielle Verbraucher, ohne Steuern, Stand 15.04.2011 (letzter für Ungarn angegebener Wert 2009 wurde unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Preissteigerung 1999 bis 2009 auf 2011 inflationiert)

⁴¹ Europäische Kommission, Generaldirektion Energie, Oil Bulletin, Verbraucherpreise für Mineralölzeugnisse ohne Abgaben und Steuern, Stand 11.04.2011

Beide Stromerzeugungsvarianten (ohne KWK) sind nach wie vor nicht wirtschaftlich darstellbar. Die Einspeisevergütung ist in Relation zu den hohen Investitionskosten nicht ausreichend, um auch nur annähernd eine dem Risiko entsprechende Rendite für einen Investor zu ermöglichen.

Reine Wärmeprojekte sind projektspezifisch zu betrachten. In Abhängigkeit von einem gegebenenfalls bereits bestehenden Netz, der Qualität beziehungsweise der Sanierungsbedürftigkeit des Netzes, der Notwendigkeit zum Netzausbau sowie dem vorhandenen Abnahmepotenzial können Projekte zum Teil wirtschaftlich darstellbar sein. Weiterhin relevant ist hierbei die Frage, welcher Wärmepreis vom Projektentwickler durchgesetzt werden kann (vgl. Kapitel 2.1.5).

Die Auswirkung der oben genannten Aspekte auf die Wirtschaftlichkeit zeigen die gerechneten Varianten der Wärmeprojekte. Bei einer Preissteigerung des Wärmepreises in Anlehnung an die allgemeine Inflationsrate in Ungarn, führt lediglich die Variante mit einem bereits existierenden Fernwärmenetz zu einer positiven Eigenkapitalverzinsung. Die Variante "Neubau Fernwärmenetz" wurde daraufhin auch mit einer Preissteigerung in Anlehnung an die durchschnittliche Preissteigerung der Gaspreise für industrielle Verbraucher in Ungarn (veröffentlicht für die Jahre 2002 bis 2009)⁴² gerechnet und führt zu einer deutlich positiven Eigenkapitalverzinsung (12,17 %). Dies verdeutlicht die Abhängigkeit einer wirtschaftlichen Projektrealisierung von den durchsetzbaren Wärmepreisen.

Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten und der Annahme, dass die Einspeisevergütung über 20 Jahre gesichert ist, sind KWK (Kraft-Wärme-Kopplung) - Projekte in Ungarn am ehesten zu realisieren. Aufgrund der höheren Betriebsstunden, im Vergleich zu einer reinen Wärmenutzung, die sich normalerweise auf die Heizperiode beschränkt, und der somit besseren Ausnutzung der Ressource sowie der damit verbundenen größeren Wertschöpfung können entsprechende Geldrückflüsse generiert werden. Durch den höheren Wirkungsgrad bei der Wärmeerzeugung im Vergleich zur Stromerzeugung ist eine wärmegeführte einer stromgeführten KWK-Anlage vorzuziehen.

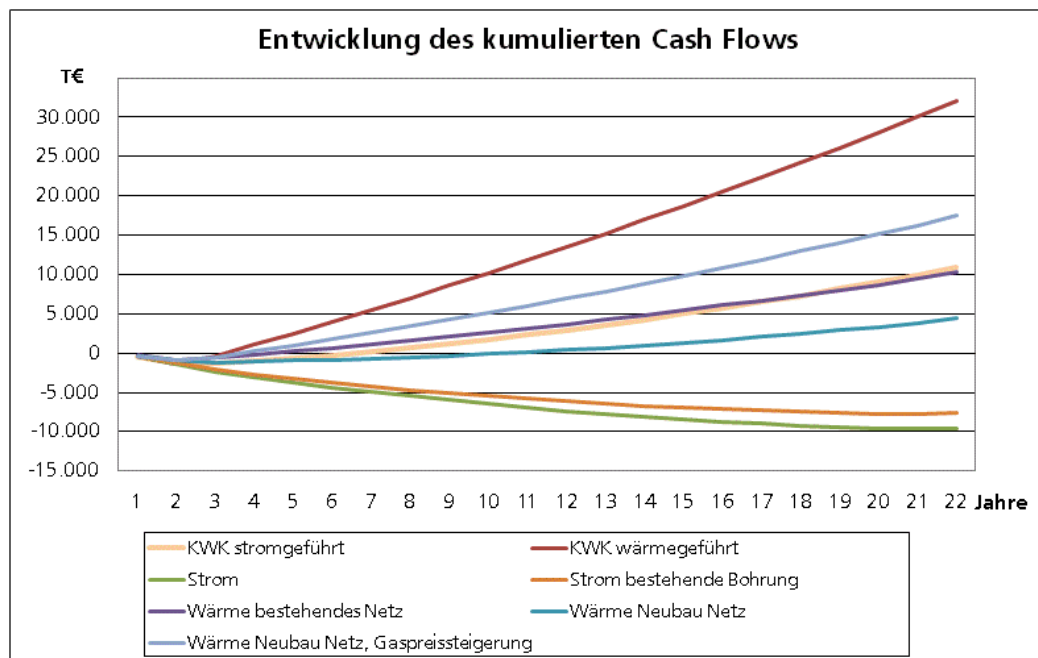
Für KWK-Projekte ist jedoch zu berücksichtigen, dass Sie die Barrieren und Risiken die im Bereich Strom- und Wärmevergütung in Ungarn noch immer existieren, kombinieren. So ist die Einspeisevergütung für Strom für den betrachteten Zeitraum von 20 Jahren nicht gesetzlich garantiert. Ferner besteht das Risiko, dass Preissteigerungen nicht - wie beispielsweise in Deutschland - über den Wärmepreis direkt an den Endkunden weitergegeben werden können.

⁴² Eurostat: Gaspreise für industrielle Verbraucher, Stand 15.04.2011

Die folgende Tabelle zeigt die im Rahmen der aktuellen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung kalkulierte Verzinsung auf das eingesetzte Eigenkapital für die jeweilige Projektvariante. Aus unserer Erfahrung heraus ist festzustellen, dass für reine Stromprojekte eine Verzinsung von mind. 10 % und für Wärme- beziehungsweise KWK-Projekte von mind. 8 % erreicht werden müsste, um Kapital auch von Privatinvestoren beispielsweise im Rahmen von PPP – Projekten zu erhalten.

Projekttyp	EK Verzinsung
Wärmegeführte KWK-Anlage	16,19 %
Stromgeführte KWK-Anlage	3,73 %
Reine Stromerzeugungsanlage	negativ
Reine Stromerzeugungsanlage mit bereits existierender Bohrung	negativ
Reines Wärmeprojekt bei Neubau Fernwärmenetz	negativ
Reines Wärmeprojekt bei bestehendem Fernwärmenetz	8,69 %
Reines Wärmeprojekt bei Neubau Fernwärmenetz in Anlehnung Preissteigerung Gas	12,17 %

Die folgende Grafik gibt einen Überblick über die kumulierten Cash Flows je Projekttyp.



2.2.3 Fördermittel

Eine Förderung von Geothermieprojekten ist im Rahmen des KEOP Programms (Environmental and Energy Operational Program) möglich, einem der sechs operativen Programme des New Hungarian Development Plan (NHDP) mit einer Laufzeit von 2007-2013. In dieser Periode erhält Ungarn von der EU ca. 4,2 Milliarden Euro, wo-

von 215 Millionen Euro für die Förderung erneuerbarer Energien vorgesehen sind. In Verbindung mit der ungarischen Ko-Finanzierung in Höhe von 38 Millionen Euro (15 %) steht ein Budget von 253 Millionen Euro für erneuerbare Energien zur Verfügung.

Gefördert werden allerdings keine Investitionskosten für Bohrungen bzw. Errichtung von Anlagen, sondern lediglich Kosten für vorbereitende Maßnahmen wie Machbarkeitsstudien, seismische und geophysikalische Untersuchungen sowie Kosten fürs Projektmanagement.

Im Zeitraum 2007 bis 2010 wurde eine Förderung von insgesamt 16 Projekten beantragt. Davon haben 12 Projekte einen positiven Bescheid erhalten, 3 Projekte wurden abgelehnt. Ein weiteres Projekt befindet sich derzeit noch in der Evaluierung. Die 12 geförderten Projekte haben insgesamt Gelder in Höhe von ca. 10,3 Millionen Euro (2.809 Million HUF⁴³) erhalten.⁴⁴ Durchschnittlich haben die Projekte somit ca. 800.000 Euro an Fördermitteln erhalten.

2.3 Handlungsempfehlungen

2.3.1 Bergrecht

Es ist zunächst positiv hervorzuheben, dass noch im Jahr 2011 die Ausschreibung von zwei bergrechtlichen Konzessionen durch die Bergaufsicht vollzogen werden sollen. Es wurden – da das Verfahren noch nicht gestartet wurde – bis dato keinerlei Informationen zur Lage, Typ des Reservoirs oder angestrebter Nutzung der geothermischen Energie bekannt.

Aus den Ausführungen zum Bergrecht (Kapitel 2.1.1) ist jedoch ersichtlich, dass es sich um Reservoirs in tieferen Schichten (> 2.500 m) handeln muss, was auf Grund der dort auffindbaren Temperaturen auch die Nutzung zur Stromproduktion ermöglicht. Eine Kaskadennutzung oder KWK – Nutzung steht somit ebenfalls im Bereich des Möglichen.

Die Herangehensweise, durch eine Konzessionsausschreibung ein Unternehmen für die Exploration und Nutzung zu finden, ist im ungarischen Bergrecht – siehe auch Kapitel 2.1.1 – grundsätzlich „historisch“ verankert.⁴⁵

Es wurden auf dem Workshop die Vorteile und auch Nachteile eines solchen Vorgehens der Behörde diskutiert. Im Vergleich zum deutschen Bergrecht fällt zunächst auf, dass die Konzessionen nicht dem deutschen Rechtsinstrument entsprechen. Das deutsche System, welches die Beantragung von Aufsuchungserlaubnissen grundsätzlich allen juristischen Personen ermöglicht und erst nachfolgend zur Festlegung der Größe eines Erlaubnisfeldes durch die Behörde führt, sieht somit die Vergabe von Aufsuchungserlaubnissen in sehr kurzer Zeit vor. So wird der erhebliche Verwaltungsaufwand für eine Ausschreibung von Konzessionen vermieden.

Auf Grund des investitionsfreundlichen Klimas in Deutschland kam es zur Vergabe zahlreicher Aufsuchungserlaubnisse und zur Durchführung zahlreicher Projekte. Eine zügige administrative Bearbeitung erscheint im ungarischen System schwer zu verwirklichen.

⁴³ Wechselkurs: 1 € = ca. 273 HUF, Stand 24.02.2011 (<http://www.oanda.com>)

⁴⁴ Email Hr. Jozsef Bánfi, Energia Központ Nonprofit Kft. vom 24.02.2011

⁴⁵ Nach Angabe des Ungarischen Bergbauamts

Weiterhin ist bei der Ausschreibung von Konzessionen die Aufstellung der zur Auswahl des besten Konzessionärs zu Grunde liegenden Kriterien sehr schwierig und muss von Beginn an ein transparentes Verfahren für alle Bieter ermöglichen. Die Kommission („Qualifizierungskomitee“), welche die Entscheidungsbefugnis über die Vergabe inne hat, ist in Ungarn nicht durch Experten aus dem Bereich Bergrecht oder Geologie besetzt, sondern ausschließlich durch Politiker. Eine Einflussnahme durch Lobbyisten ist damit nicht ausgeschlossen und es ist nicht gewährleistet, dass der beste Bieter mit den besten Aussichten auf Erfolg, d.h. optimale Nutzung der bestehenden Ressource, die Konzession erhält.

2.3.2 Wasserrecht

Aus dem Wasserrecht in Ungarn resultiert eine relativ starke Position der Wasserbehörde bei Bohrungen (mit Reinjektion) bis 2.500 m.

In diesen Bereich fallen gemäß Auskunft von Vituki ca. 800 Bohrungen, welche in Ungarn in der Landwirtschaft zur Versorgung von Treibhäusern eingesetzt werden. Von diesen Bohrungen sind im Jahr 2011 angeblich noch ca. 500 in Betrieb. Die Reinjektionspflicht aus dem Jahre 2006 wird – nach Aussagen des Expertenkreises des Workshops – nur mit 25 Reinjektionsbohrungen umgesetzt.

Diese Situation birgt ein erhebliches Spannungspotenzial zwischen ökonomischen und ökologischen Interessen. Angesichts dessen, dass zum Schutz der Aquifere und einer nachhaltigen Nutzung (Reservoirdruck) in diesen Teufenlagen eine Reinjektion seit 2006 verpflichtend ist und durch ökonomische Instrumente (erhöhte Wassergebühren für die Einleitung von Thermalwässern in Oberflächengewässer) forciert wurde, ist die Anzahl der Reinjektionsbohrungen sehr ernüchternd.

Mit der neuen Wasserverordnung (2010) wurde zudem eine Ausnahme von der Reinjektionspflicht ermöglicht. Die Betreiber haben die Investitionen in Reinjektionsbrunnen daher aufgeschoben.

Eine Befreiung von der Reinjektionspflicht wird aus ökonomischen Interessen weiterhin betrieben. Die Umsetzung der Forderung eines nachhaltigen Betriebs kann unseres Erachtens nur über Fördermaßnahmen realisiert werden, sodass die notwendigen Investitionen für die Reinjektion des Thermalwassers getätigt werden. Der rechtmäßige Betrieb der Anlagen ist auf Grund der Anzahl kaum zu überwachen. Ferner sollten die Betreiber darüber informiert werden, welche Konsequenzen die Nutzung der Aquifere ohne Reinjektion hat. Die auf dem Workshop am 17.02.2011 (siehe auch Kapitel 3.4) geführte Diskussion mit den ungarischen und deutschen Experten ergab, dass eine Reinjektion technisch beziehungsweise geo-technisch grundsätzlich machbar ist.

Das Bergamt wird bei Bohrungen in der Teufenlage bis 2.500 m nur zur Qualitätssicherung der Bohrungen herangezogen. Zwischen Wasserbehörden und Bergamt existiert anscheinend keine gemeinsame Datenbasis, welche eine einheitliche Herangehensweise ermöglicht. Eine enge Kooperation der Bergbau- und Wasserbehörden ist bei der geothermischen Nutzung der Aquifere jedoch unabdingbar.

2.3.3 Einspeiseverordnung

In Deutschland hat das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) seit dem Jahre 2000 einen raschen Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglicht. Stabile, rechtssichere Rahmenbedingungen bei der Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien haben dies ermöglicht. Die Transparenz und Kalkulierbarkeit für Projekte bewirkte Investitionen in Milliardenhöhe, welche den Anteil an der Stromerzeugung in

Deutschland im Jahre 2010 auf nahezu 17 % steigerten. Selbst die Geothermie als sehr junge Technologie weist derzeit bereits 6,7 MW_{el} installierte Leistung auf.

In Ungarn ist der rechtliche Rahmen für Investitionen in geothermische Stromerzeugung mit Unsicherheiten behaftet. Die Höhe des Einspeisetarifs ist zwar in einer Verordnung fixiert, da jedoch die Dauer der Vergütung beziehungsweise die vergütete Gesamtmenge für jedes Projekt anhand von Benchmarks neu bestimmt wird (Ungarisches Energieamt), ergibt sich kein transparentes Bild für Investitionen im Bereich der erneuerbaren Energien.

Es entsteht ein eher investitionsunfreundliches Klima.

Folgende Aspekte sind zu nennen:

- Der behördliche Aufwand ist enorm und könnte durch projektübergreifende Fixierung von Tarifen deutlich verringert werden.
- Eine transparente Tariffestlegung, zumindest innerhalb von Jahresfristen, ermöglichte den Investoren eine rechtlich gesicherte Grundlage für die Ertragsrechnung; dies vor allen Dingen, da Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien eine relativ lange Projektlaufzeit bis zur eigentlichen Inbetriebnahme benötigen. Bei der geothermischen Stromerzeugung beträgt die Vorlaufzeit bis zur Einspeisung 2 bis 3 Jahre.
- Da der Abnahmepreis nur für eine bestimmte Dauer fixiert ist, resultiert eine Unsicherheit für den Investor hinsichtlich des Zeitraums nach der Abnahme-regelung.

Zurzeit wird im Parlament eine neue Vergütungsregelung diskutiert. Es besteht die Möglichkeit, ein freundlicheres Investitionsklima zu schaffen, indem Tarife dauerhaft und diversifiziert nach Technologien und Leistung festgelegt werden. Ferner sollte keine projektbezogene Festlegung erfolgen, sondern durch Benchmarks für die jeweiligen Technologien Tarife festgelegt werden.

Im Zusammenspiel mit der Ausschreibung der bergrechtlichen Konzession wird sich zeigen, ob sich Investoren finden, die auf Basis der neuen Regelungen in eine geothermische Stromerzeugung investieren.

Ist die geothermische Stromerzeugung in Ungarn politisch gewollt, muss sehr wahrscheinlich ebenso die Vergütung erhöht werden, damit ein der Investition angemessenes Gewinn / Risiko - Verhältnis entsteht.

2.3.4 Determinierung von Fernwärmepreisen

Im Vergleich zur Basisstudie aus den Jahren 2005 / 2006 wurden keine Änderungen zu den Regelungen zur Festsetzung der Fernwärmepreise festgestellt. Die Kompetenzen zwischen dem Ungarischen Energieamt und dem zuständigen Minister / der zuständigen Ministerin (aktuell Entwicklungsministerium) wurden neu verteilt.

In Deutschland besteht für jeden Fernwärmenetzbetreiber unter Berücksichtigung der AVBFernwärmeV (Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme des Bundesministers für Wirtschaft vom 20. Juni 1980) eine grundsätzliche „Freiheit“ bei der Festlegung der Preise. Die Entwicklung muss sich allerdings an den Preisgleitklauseln, welche gemäß AVBFernwärmeV im Wärmeliefervertrag bestimmt sind, richten. Der Investor bzw. Betreiber eines Fernwärmenetzes steht einerseits im Wettbewerb mit alternativen Wärmequellen und ist gleichzeitig in

der Ausübung seiner „Marktmacht“ beschränkt. Dieses Vorgehen wird auf Seiten der Betreiber und Kunden allgemein akzeptiert.

In Ungarn muss der Fernwärmepreise gesetzlich (siehe Kapitel 2.1.5) stets durch den Stadtrat der Kommune festgelegt werden, in welcher die Versorgung erfolgt. Damit ist ein wirtschaftliches Handeln, welches sich an den Entwicklungen des Wärme-marktes einerseits und des Brennstoffmarktes andererseits ausrichtet, nicht möglich.

Diese Regelung trifft für alle Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien zu.

Investitionen in neue oder bestehende Netze in Ungarn könnten als PPP (Public-Private-Partnership) realisiert werden. Die bestehenden Regelungen stehen dem jedoch entgegen und stellen kein investitionsfreundliches Klima dar, insbesondere nicht für Investitionskapital aus anderen Ländern.

3 PROJEKTABSCHLUSS

3.1 Maßnahmen zur Sicherstellung der dauerhaften Wirkung des Projekts

Im Rahmen der German-Hungarian Environmental Cooperation ist derzeit ein Expertenaustausch zwischen dem deutschen Umweltbundesamt und dem ungarischen Ministerium für Ländliche Entwicklung zum Wasserrecht (Wasserschutz) geplant. Für den umweltverträglichen Ausbau der Tiefengeothermie in Ungarn wäre es hilfreich, wenn Anforderungen des Wasserrechts und der geothermischen Energiegewinnung im Zusammenhang diskutiert und abgewogen werden.

Weiterhin wurde Kontakt aufgenommen zu Herrn Rainer Zimmer, Bergdirektor im Referat "Bergbau, mineralische Rohstoffe, Bergaufsicht" des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, der für Antragsprüfung und Vergabe von Erlaubnis- und Bewilligungsfeldern für geothermische Nutzung in Bayern zuständig ist. In dieser Funktion ist er bestens vertraut mit den in Deutschland auftretenden kritischen Punkten für eine erfolgreiche Projektentwicklung. Herr Zimmer hat seine Bereitschaft signalisiert im Rahmen eines Behördenaustauschs (in München oder auch in Budapest) mit den ungarischen Kollegen aus dem Bergamt zu kooperieren.⁴⁶

Vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie wurden weiterhin auf Nachfrage die Merkblätter

- Hinweise zur Antragstellung bei Erlaubnissen zur Aufsuchung von Erdwärme vom 01.05.2007
- Hinweise zur Antragstellung bei Bewilligungen zur Gewinnung von Erdwärme (hydrothermale Geothermie) vom 01.12.2010
- Ausbau der Tiefengeothermie in Bayern
- Merkblatt Geothermie von 12/2010

zur Verfügung gestellt. Diese wurden durch Rödl & Partner allen Teilnehmern des Workshops per Download-Server zugänglich gemacht.

⁴⁶ Telefonische Zusage, 23.2.2011

Darüber hinaus haben einige Teilnehmer Interesse an der Benchmarkstudie 2005 / 2006 bekundet. Diese kann jedoch nur in der Langfassung zur Verfügung gestellt werden.

3.2 Projektbewertung durch den Projektnehmer

Für die Aktualisierung der Studie aus 2005/2006 wurde Kontakt aufgenommen zu ungarischen Experten aus den Bereichen Berg-, Wasser- und Energierecht, um Informationen über die aktuellen Entwicklungen in Ungarn, insbesondere hinsichtlich der politischen Pläne für Gesetzesänderungen, zu erhalten. Die angesprochenen Experten zeigten sich **größtenteils** äußerst kooperativ und interessiert. Aufgrund der hohen Arbeitsbelastung durch die derzeit noch zu erfolgende einzelfallbezogene Berechnung der Einspeisevergütung und der geplanten Gesetzesänderungen im Bereich Einspeisevergütung, war es insbesondere für die Experten aus dem Bereich Energierecht schwierig, nähere Auskünfte zu geben. Durch die Zusammenarbeit mit den ungarischen Experten konnten neben den aktuell gültigen rechtlichen Rahmenbedingungen auch Ausblicke auf potenzielle Entwicklungen in den Bericht aufgenommen werden.

Während der Vorbereitungsreise nach Budapest (25. bis 27. Januar 2011) konnten so bereits äußerst informative Gespräche mit Vertretern des ungarischen Bergamtes, Vituki sowie MEH geführt werden.

Trotz der relativ kurz angesetzten Projektlaufzeit konnte ein Expertenkreis für den Workshop gewonnen werden, der ein breites Themenspektrum im Zusammenhang mit der Nutzung geothermischer Energie abgedeckt hat.

Herr József Bánfi, der leider aufgrund eines weiteren Termins seine Teilnahme am Workshop kurzfristig absagen musste, hat auch im Anschluss noch weitere Informationen bzgl. der Förderung von Tiefengeothermieprojekten zur Verfügung gestellt.

Im Vorfeld des Workshops erfolgte eine direkte Abstimmung und Koordination der Vorträge zwischen den beiden geologischen Experten Dr. Jörn Bartels, GTN (Deutschland) und Dr. János Szanyi, Geothermal Coordinating and Innovation Foundation (Ungarn) zur Thematik Reinjektion.

Alle Präsentationen wurden durch die jeweiligen Referenten im Anschluss an den Workshop zur weiteren Verbreitung zur Verfügung gestellt.

Die mit dem Projektantrag verfolgte Zielsetzung, ein „Capacity Building“ mittels der Studienergebnisse sowie des Erfahrungsaustausches während des Workshops in den ungarischen Institutionen zu erzielen, konnte erreicht werden. Ungarische Experten, insbesondere im Bereich Berg- und Wasserrecht, sind äußerst interessiert daran, die in Deutschland gemachten Erfahrungen als Hilfestellung und Vergleichsbasis bei der Weiterentwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen in Ungarn heranzuziehen. Die berg- und wasserrechtlichen Rahmenbedingungen befinden sich in Ungarn derzeit im Umbruch. Es sind aktuell zum Teil noch sehr bürokratische und in der Anwendung komplizierte Normen einzuhalten. Es wurde versucht, durch eine enge Abstimmung mit dem ungarischen Bergamt eine maximale Transparenz herzustellen.

3.3 Projektbewertung durch den Beratungsempfänger

Während des Experten-Workshops fanden angeregte Diskussion zwischen den Teilnehmern hinsichtlich der unterschiedlichen Rahmenbedingungen in Ungarn und Deutschland statt. Vielfach wurde Interesse auch am Erhalt der ursprünglichen Benchmarkstudie aus den Jahren 2005/2006 geäußert. Auch bestand Interesse an der weiteren Fortführung eines Behördenaustausches.

Von Frau Gabriella Jelinek, Ministry of Rural Development, die ihre Teilnahme am Workshop leider absagen musste, wurde im Anschluss darauf hingewiesen, dass aktuell ein Behördenaustausch im Bereich Wasserrecht im Rahmen der German-Hungarian Environmental Cooperation geplant ist.

Durch mehrere Teilnehmer wurde weiterhin Interesse an Merkblättern des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie hinsichtlich der Vergabe von Erlaubnis- und Bewilligungsfeldern bekundet, um damit eine Vergleichsbasis bei der aktuellen Entwicklung von Ausschreibungskriterien hinsichtlich der Vergabe von Konzessionen zu erhalten.

3.4 Projektdokumentation

3.4.1 Workshop-Programm vom 17.02.2011

Workshop "Geothermal energy in Hungary - update barriers and solution statements"			
From	To	Agenda	Speaker
09:00	09:05	Address of welcome by Hungarian Office for Mining and Geology	Dr. József Molnár, Hungarian Office for Mining and Geology
09:05	09:10	Address of welcome by German Federal Environment Agency	Ms. Christiane Lohse, German Federal Environment Agency
09:10	09:20	Address of welcome and presentation of workshop program	Mr. Kai Imolauer, Rödl & Partner
09:20	09:30	Round of introductions	All
09:30	11:10	Topic: Award of geothermal concession/license 10 min Presentation of situation in Germany 10 min Geophysical modeling 20 min Presentation of situation in Hungary 60 min Discussion	Mr. Kai Imolauer, Rödl & Partner Dr. Jörn Bartels, Geothermie Neubrandenburg GmbH Dr. Tamás Hámor, Hungarian Office for Mining and Geology All
11:10	11:30	Coffee break	
11:30	13:10	Topic: Reinjection 20 min Presentation of experiences in Germany 20 min Presentation of experiences in Hungary 60 min Discussion	Dr. Jörn Bartels, Geothermie Neubrandenburg GmbH Dr. János Szanyi, Geothermal Coordinating and Innovation Foundation All
13:10	14:00	Lunch break	
14:00	15:30	Topic: Feed-in-tariffs regarding geothermal energy 15 min Presentation of German Renewable Energy Act 15 min Presentation of planned new feed-in-tariff structure in Hungary 60 min Discussion	Mr. Kai Imolauer, Rödl & Partner Mr. Attila Bagi, Hungarian Energy Office (MEH) All
15:30	15:45	Coffee break	
15:45	16:45	Topic: District heating / price regulations 15 min Presentation of situation in Germany 15 min Presentation of situation in Hungary 30 min Discussion	Mr. Kai Imolauer, Rödl & Partner Ms. Zsuzsanna Serra - Rödl & Partner All
16:45	17:15	Discussion and conclusion	Ms. Christiane Lohse, German Federal Environment Agency / All

3.4.2 Teilnehmerliste Workshop vom 17.02.2011

Nr.	Name	Company/Authority	Title
1.	Dr. József Molnár	MBFH Hungarian Office for Mining and Geology	Vice president
2.	Dr. Tamás Hámor	MBFH Hungarian Office for Mining and Geology	Head of section
3.	Krisztián Klima	MBFH Hungarian Office for Mining and Geology	Consultant
4.	Hámorné Dr. Mária Vidó	ELGI Eötvös Lorand Geo- physical Institute of Hungary	Vice president
5.	Dr. Annamária Nádor	MRFI Geological Institute of Hungary	Vice president
6.	Attila Bagi	MEH	Strategy advisor
7.	Dr. János Szanyi	Geothermal Coordinating and Innovation Foundation	President
8.	Christiane Lohse	Federal Environment Agency	Scientific Advisor for Geothermal Energy of German Ministry for Environment
9.	Dr. Jörn Bartels	GTN Geothermie Neubrandenburg GmbH	Geophysicist
10.	Stefan Sieferer	Rödl & Partner	Attorney Partner
11.	Kai Imolauer	Rödl & Partner	Economic Engineer Associate partner
12.	Zsuzsanna Serra	Rödl & Partner	Lawyer

Eingeladen zum Workshop aber nicht teilgenommen haben weiterhin:

- Frau Gabrielle Jelinek, Head of Section, Ministerium für Ländliche Entwicklung
- Herr József Bánfi, Energia Központ Nonprofit Kft.

3.4.3 Präsentationen Workshop vom 17.02.2011

Nr.	Topic	Speaker	Company/Authority
1.	Introduction - Advisory Assistance Program for Environmental Protection in Central and Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia	Christiane Lohse	German Federal Environment Agency
2.	Geothermal Energy Mining Law in Germany	Kai Imolauer	Rödl & Partner
3.	Dimensioning of geothermal concession areas by means of hydraulic and thermal stimulation	Dr. Jörn Bartels	Geothermie Neubrandenburg GmbH
4.	Update on the geothermal regulatory framework in Hungary: the mining legislation development	Tamás Hámor	MBFH - Hungarian Mining Office
5.	Reinjection into sandstone: German experience	Dr. Jörn Bartels	Geothermie Neubrandenburg GmbH
6.	History of reinjection into porous geothermal reservoirs in Hungary	Dr. János Szanyi	Geothermal Coordinating and Innovation Foundation
7.	Feed-in-tariffs regarding geothermal energy - German Renewable Energy Act	Kai Imolauer	Rödl & Partner
8.	Feed-in-tariff structure in Hungary	Attila Bagi	MEH – Hungarian Energy Office
9.	German regulations & heat price modeling	Kai Imolauer	Rödl & Partner
10.	District heating / price regulation in Hungary	Zsuzsanna Serra	Rödl & Partner

4 ANHÄNGE

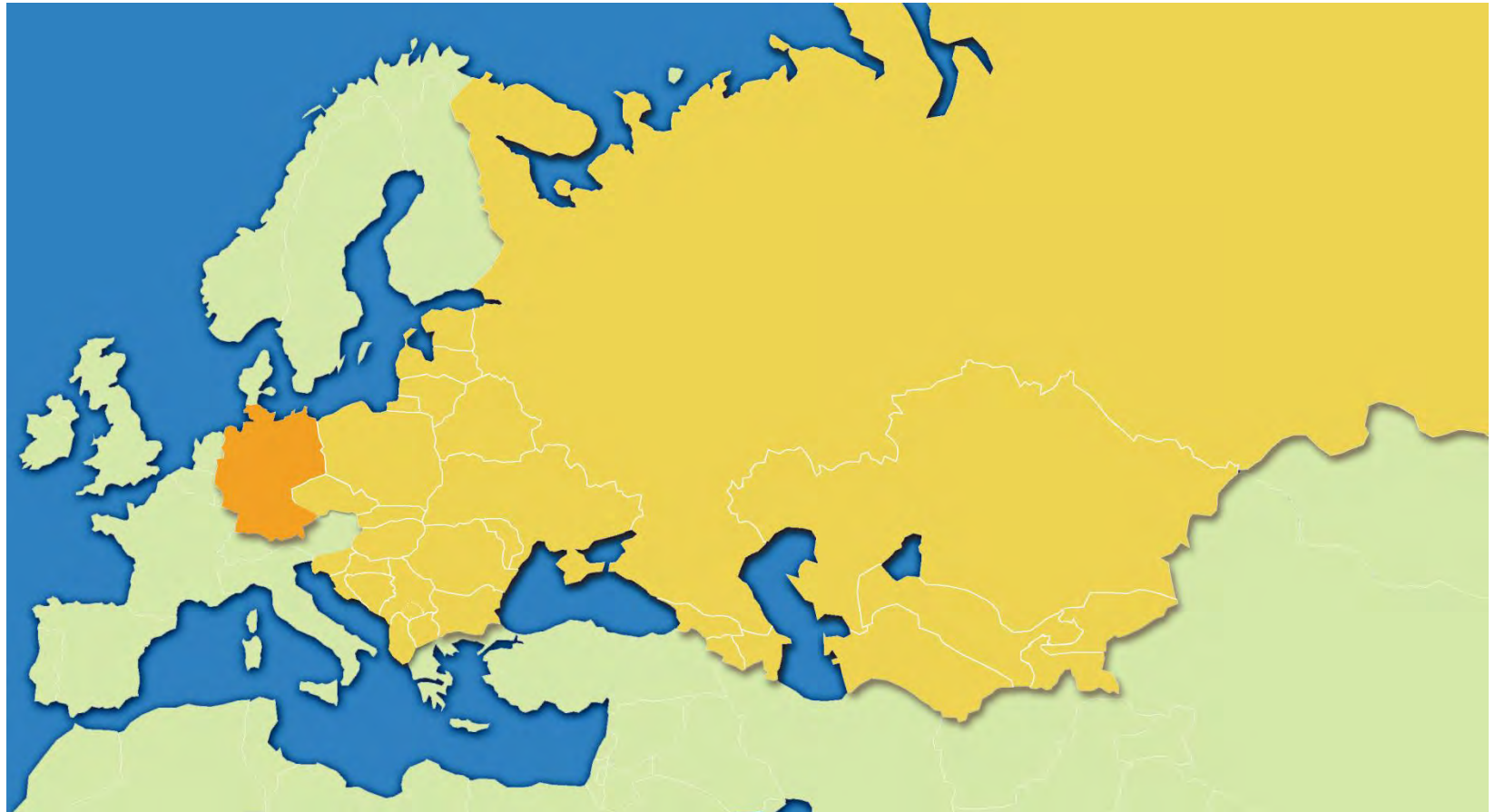
4.1 Anhang 1: Präsentationen Workshop vom 17.02.2011

4.1.1 Introduction - Advisory Assistance Program for Environmental Protection in Central and Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia

Advisory Assistance Programme for Environmental Protection in Central and Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia

**Christiane Lohse
Federal Environment Agency
Renewable Energy – Geothermal Energy**

Environmental Protection in Central and Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia



Advisory Assistance Programme – how does it work?

Consultation projects

- in cooperation with regional and German partners
- on relevant environmental issues
- aiming to adopt EU environmental standards
- aiming to realize climate protection targets

(20 / 20 / 20 by 2020)



The deep well drilling tower in
Unterhaching, Germany

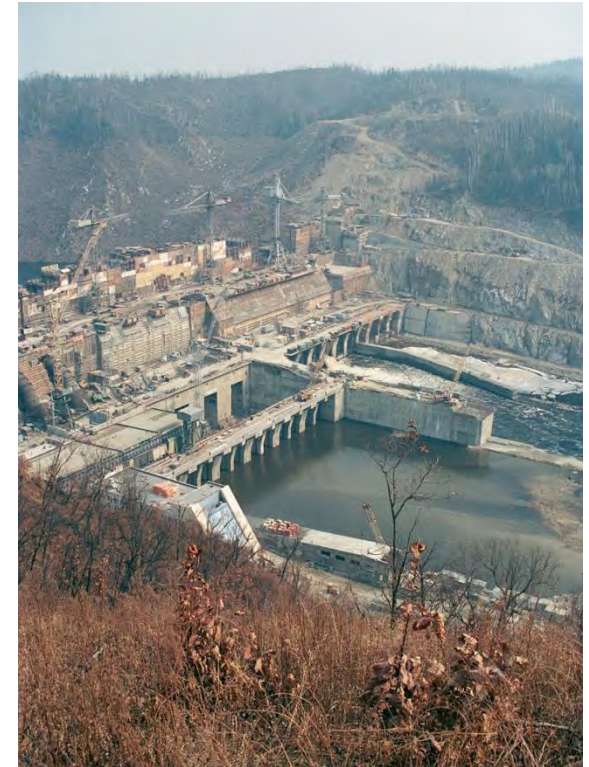
Advisory Assistance Programme – rough figures

Start of the programme: 2000

Budget: 2.74 Mio. EUR / year (from 2010 on)

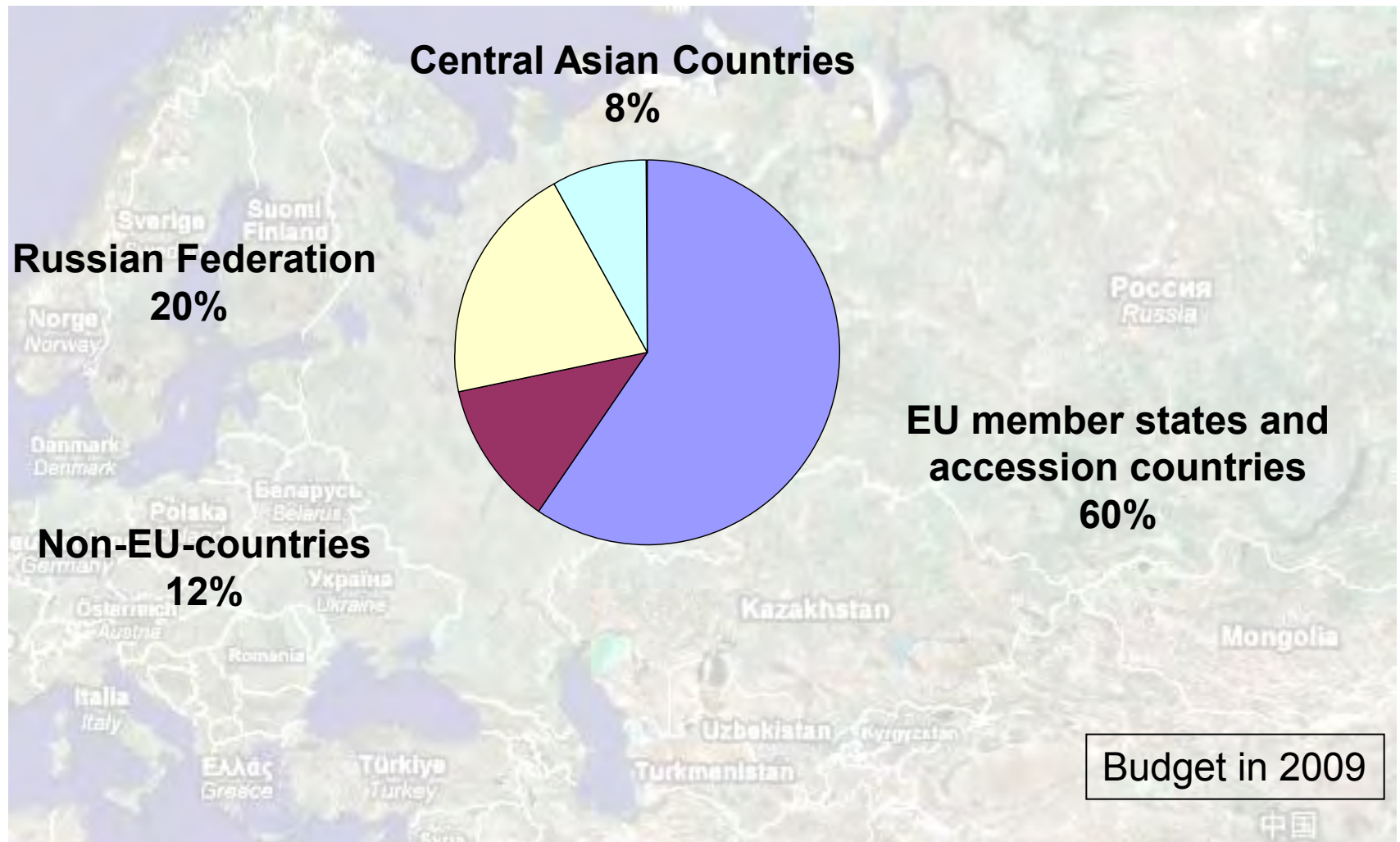
Number of ongoing projects / year:
approx. 45

Budget per project: about 50,000 EUR



Bureyskaya hydropower project in
Russia

Regional focus



Advisory Assistance Programme – measures and characteristics

Measures:

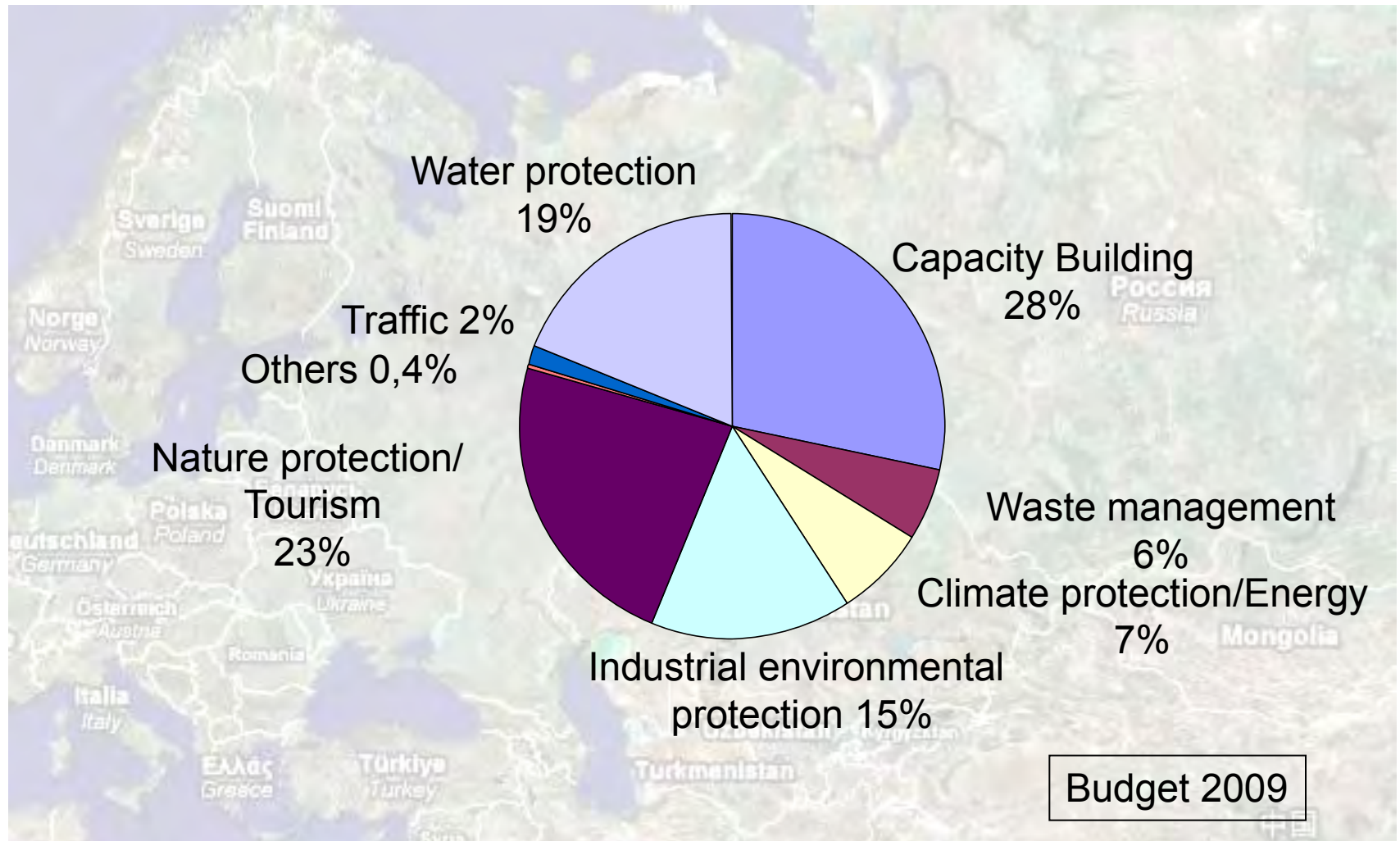
- Knowledge transfer
- Raising awareness
- Institution building
- Preparation of investment projects

Project characteristics:

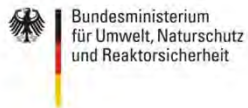
- Improve environmental situation
- Serve as models
- Initiate ongoing activities in the project region
- Support cross-border cooperation



Thematic focus



4.1.2 Geothermal Energy Mining Law in Germany



Rödl & Partner



Geothermal Energy

Mining Law in Germany

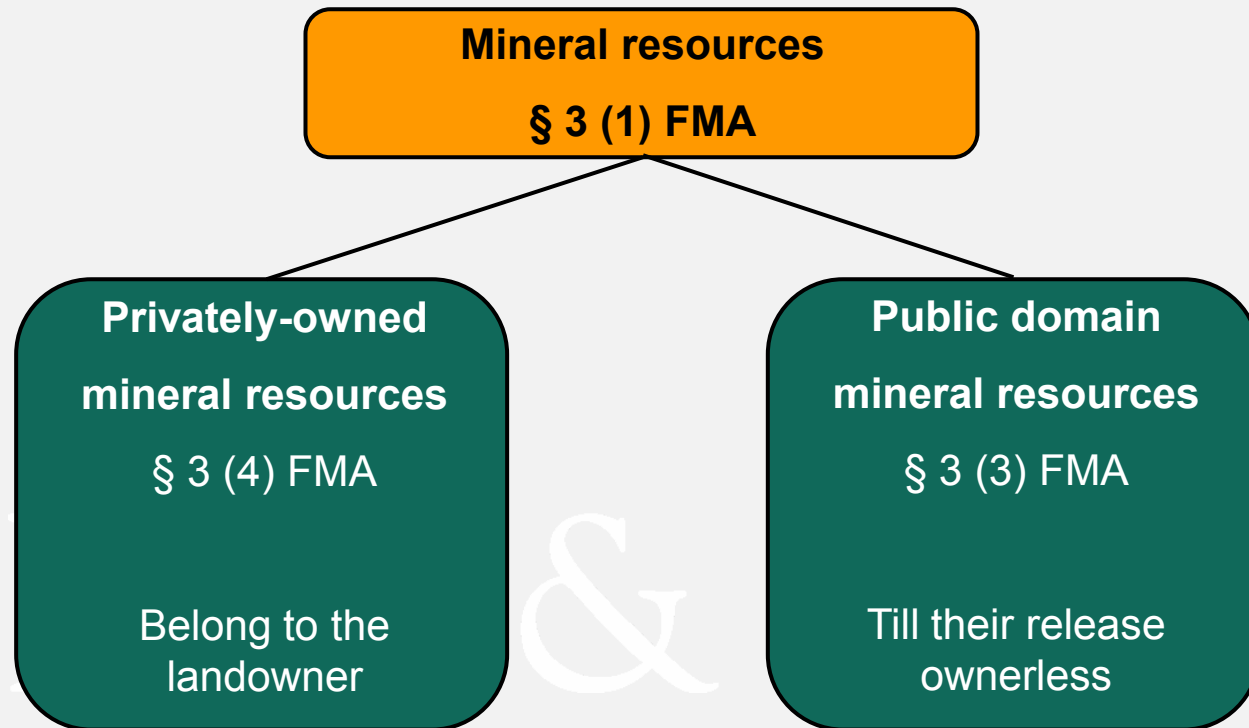
Budapest, 17 February 2011

Attorneys
Auditors
Tax Consultants
Business Consultants

Mining Act

According to the Federal Mining Act (FMA), geothermal energy is a **public domain mineral resource**, i.e. it does not depend on the real property and is ownerless till release.

A mining entitlement is necessary for the legally effective appropriation.



Mining Act

Exploration & Exploitation

Exploration, § 4 (1) FMA:

Exploration is the activity directly or indirectly aimed at discovering or determining the expansion of mineral resources.

Exploitation, § 4 (2) FMA:

Exploitation is the dismantling or releasing of mineral resources including the connected preparatory, accompanying and succeeding activities.

Rödl & Partner

Mining Act

Exploration & Exploitation permit

Policy § 6 (1) FMA:

Those who want to explore public domain mineral resources need a permission. Those who want to recover public domain mineral resources need the exploration & exploitation permit.

- The exploration permit confers the exclusive right to prospect for the mineral resources specified therein within a “area”. Prospecting means activities aimed at exploring mineral resources or determining the extent of the deposit, which can involve prospecting and/or exploration (§ 7 FMA).
- Those who wish to exploit mineral resources require an exploitation permit. An exploitation permit grants the exclusive right to extract specific public domain mineral resources within specified area. The license holder may also exploit mineral resources which are not listed in the license where these are necessarily obtained for technical and safety reasons (§ 8 FMA).

Mining Act

Premises

Application has to be submitted formal in written form to the responsible authority (§ 10 (2) FMA), which is determined according the competence regulation of the federal states.

§§ 11 & 12 FMA regulate the cause of denying the grant of exploration and exploitation permit.

There is no administrative tolerance for the authority.

Main causes of denying:

- No precise definition of the mineral resources
- No exact information of the exploration area
- No sufficient information of the working program
- No sufficient capital proof
- No sufficient proof for responsibility of the liable person

Mining Act

Respites

Exploration:

- Limited to a period of three years; extendable to a maximum of 8 years
- Extended by three years in each case, as far as the permit field in spite of scheduled exploration coordinated with the responsible authority could not be examined yet enough (§ 16 (4) FMA)

Exploitation permit:

- Adequate time period has to be determined
- As a rule 50 years should not be exceeded
- Excess and extension is possible under the conditions of § 16 (5) FMA

Rödl & Partner

Mining Act

Transferability of the exploration & exploitation permit

§ 22 (1) FMA:

The transference of the permission on a third or the participation of third is allowed only with approval of the responsible authority. The approval of the authority may be refused only because of reasons counting to the permission and approval procedure.

→ Hamper speculation & passing to other companies

Rödl & Partner

Mining Act

Exploration & exploitation permit

Exploration and exploitation permit regulate that a project may be carried out.

Operation plans regulate how a project may be carried out, e.g., drilling operation plan, drilling site construction plan, operation plan for the thermal water pipeline.

Mining authority:

- All activities connected to mining are regulated by the mining authority
- Is entitled to demand all required information as well as presentation of the business and operational documents
- Is entitled to enter company properties, offices and facilities and to conduct investigations as well as to take probes charging the company

Mining Act

Competition of several applications

Exploration – Exploitation permit:

Principle of priority § 14 (2) FMA

The applicant who has already applied for a exploration permit receives the exploration permit with priority.

Several applications for explorations permit:

No principle of priority!

Precedence of the best application according to a sensible and scheduled process.

Rödl & Partner

Mining Act

Demand for investor's view

Exclusive usage of the permit field

Requirements for permission area:

- Sufficient size (Germany approx. 36 km²)
- Suitable shape for future utilization
- Valid for sufficiently long period (approx. 4 years) to assure project development
- Application possible for all legal persons
- Proof of financial ability & expert knowledge
- First come, first served or tender procedure

Rödl & Partner

Mining Act

Critical acclaim of German regulations

- **Distance** between exploration and exploitation fields not determined
- **Speculation:** as there is always the possibility to lodge an appeal, the holder of an exploration concession can lengthen the period from 3 up to 8 years
- **Approval of financial ability:** is not regulated on national level, therefore executed in different manner in regions; also unclear how to be treated in administrative process
- **General “conflict” between water and mining law:** Water aims to protect as much as possible to reduce any impact; Mining Law aims to enable a maximum use of resources
- **Size of exploration areas:** firstly fixed by investor (applicant); exploitation areas usually as large as exploration or smaller

Mining Act

Critical acclaim of German regulations

- **Conflict situation with neighboring exploitation areas:** an impact in general – e.g. higher electricity effort for pumping could be accepted if compensated by the originator; nevertheless a stronger impact has to be avoided (if project becomes not realizable – e.g. larger pump not available)
- **§ 9 FMA “Mining property”** – ideal instrument to assure the utilization of geothermal resources; even possible to charge on land of the mine owner. Not known, if already established for a geothermal project.
- Concession fee established, but so far not charged by authorities, due to ecological purpose of geothermal energy production (BUT: can amount to 10% of turn over, at the moment the project company realizes a taxable profit).

Rödl & Partner

Thank you for your attention...



Kai Imolauer
Economic Engineer
Associate Partner

Telephone: +49 (9 11) 9193-36 06

Fax: +49 (9 11) 9193-35 49

kai.imolauer@roedl.de



4.1.3 Dimensioning of geothermal concession areas by means of hydraulic and thermal stimulation

Dimensioning of geothermal concession areas by means of hydraulic and thermal simulation

Jörn Bartels

Geothermie Neubrandenburg GmbH

Workshop “Geothermal energy in Hungary – update barriers and solution statements”;
Budapest 17 February 2011

1. Criteria on the claim outline
2. Demands on the heat mining prognosis
 - a. Geophysical determination of the input parameters
 - b. Model size, model structure and verification
3. Examples of thermo-hydraulic simulations

Dimensioning of geothermal concession areas

The concession area should protect the operation of the geothermal installation and the investment .

but also

Its spatial limitation should enable further reasonable, economic utilization of geothermal heat within an acceptable distance, i.e. outside the mining claim

General principle

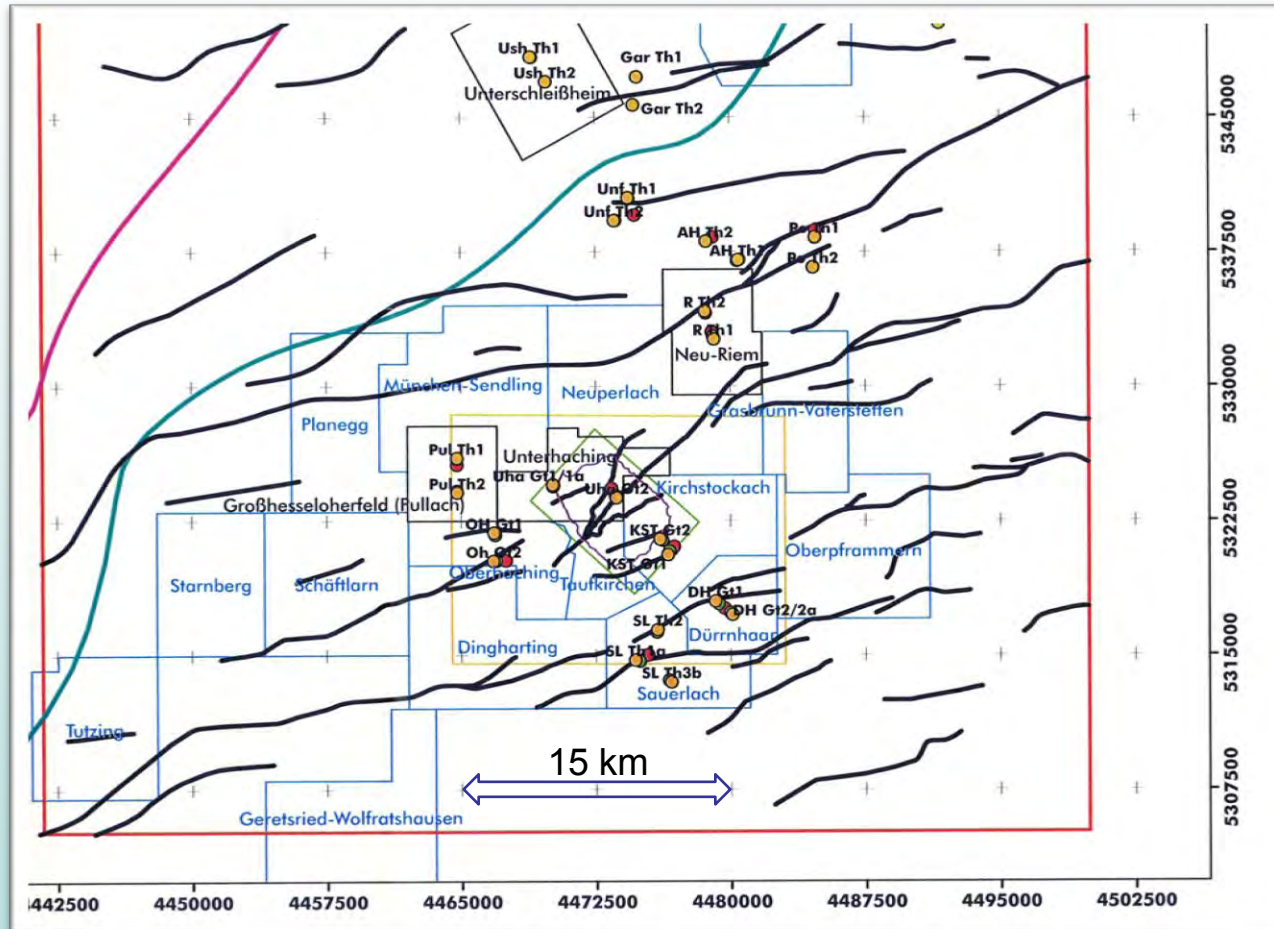
Vertically:

1. The licensee owns the exclusive heat exploitation right from surface to the middle of the earth

Horizontally:

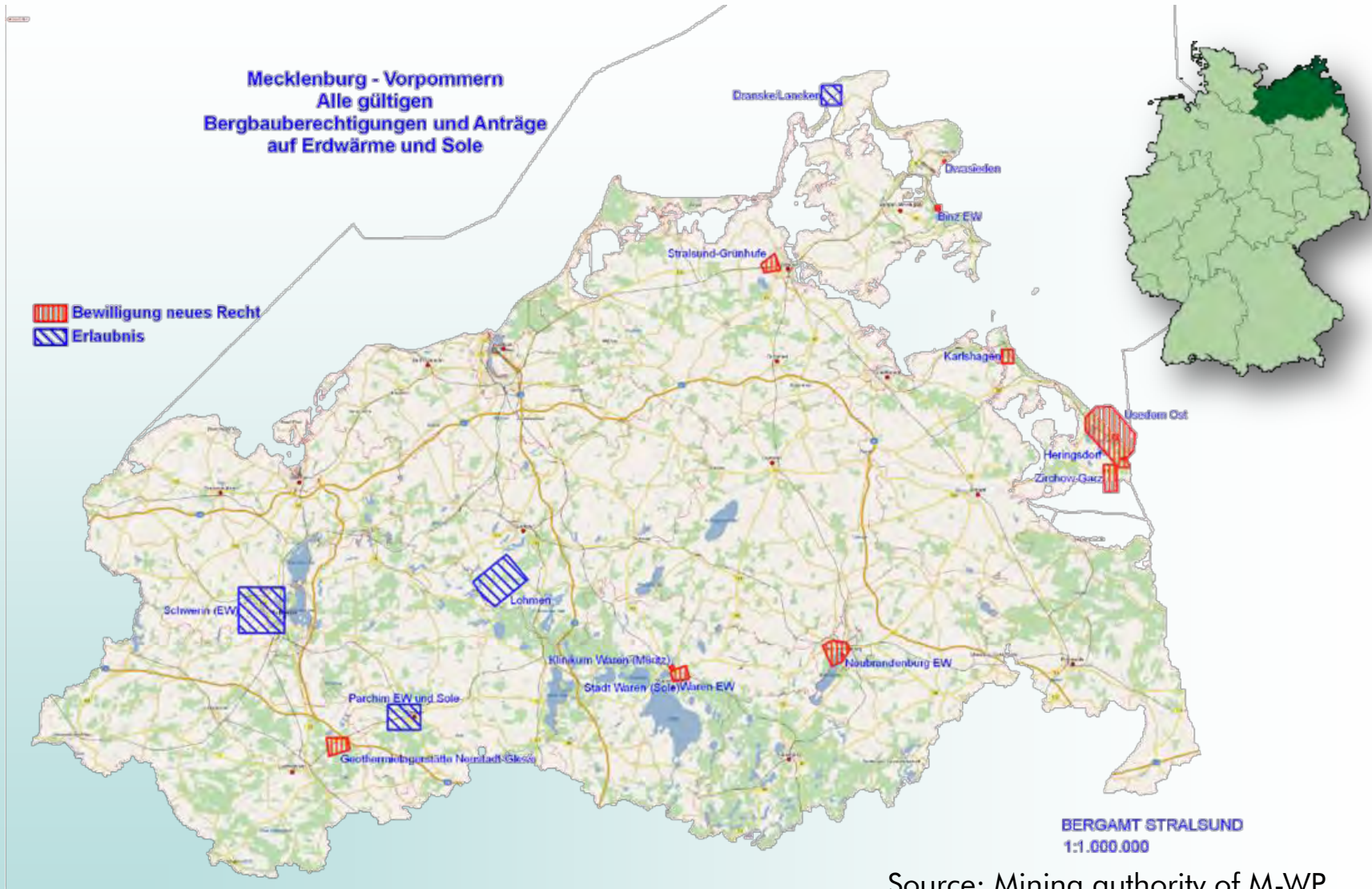
1. Generally, a new concession area has to be large enough to ensure that the hydraulic and thermal impact of the geothermal well operation at its boundaries is lower than a certain value, i.e. the influence on and of neighbouring geothermal wells is limited.
2. This impact has to be predicted in some way. Prediction period is equal to the concession period.
3. The limiting values for maximum induced pressure and temperature change at the claim boundary and application are not the same in the individual Federal States.
4. Limits and criteria are still changing.

Criteria on claim outline



Situation 1:
Many neighbouring exploration claims around Munich

Criteria to claim outline



Situation 2: Concession areas in
Mecklenburg-West Pommern (NE-Germany)

Criteria to claim outline

e.g. *Bavaria, Mecklenburg-West Pommerania, Brandenburg...*:

- a. $\pm 0,1^{**}$ to ± 1 -bar pressure change isobar around the wells *
- b. 1-Kelvin-cooling isotherm around the injection well***
- c. Existing claim boundaries
 - at the end of the concession period (30 -50 years)
 - determined by means of a calibrated groundwater simulation model
 - !! permitted production rate can be further limited in the water law licensing procedure
 - strict first-come first-served policy, if technical and financial quality of the applicant is sufficient

* in Bavaria guideline only, "no production or injection restriction at existing neighbouring geothermal wells are acceptable"

** in Brandenburg 0,1 bar only

*** the cooled zone is always smaller than the pressure-affected zone

Typical outline criteria

Criteria on claim outline

The protective function is more and more transferred from the concession area to a proof, that operation of existing and licensed wells won't be restricted by the applicant.

This proof has to be part of the application documents: Heat mining prognosis

Presented criteria are still important for new exploration claims without neighbours.

Demands on the heat mining prognosis

Bavaria (other Federal States similar or less):

- evaluation of available seismic data
- current drilling results
- results of the hydraulic tests incl. reaction measurements in neighbouring wells (Note: reaction measurement is compulsory for neighbours with a concession for exploration or exploitation and at his own cost)
 - short term productivity tests (days)
 - long term circulation test (weeks)
- state of knowledge in the geologic and mining authorities of the Federal State concerned

Required exploration basis

Demands on the heat mining prognosis

Consistent set of models, i.e.

1. Structure model
 - Layer structure
 - Fault zones
2. Hydrogeological model which explains
 - main production sections of the wells
 - **hydraulic test results incl. reaction measurements (model verification)**
3. Temperature model
 - based on temperature measurement at top aquifer & bottom hole
 - “undisturbed” temperature log measured directly before installing submersible pump

Model area: by far larger than the concession area, but at least covering the neighbouring mining claims

Required exploration basis of the simulation model

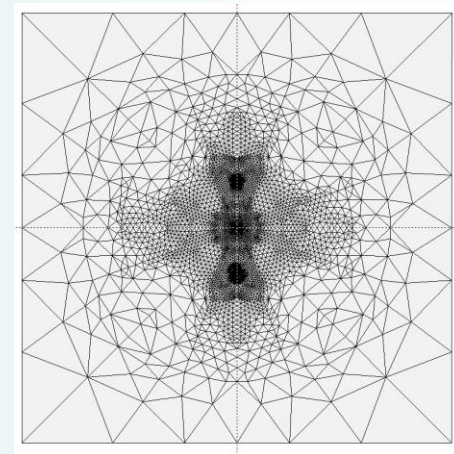
Demands on the heat mining prognosis



- Software package for modeling fluid flow, transport of dissolved constituents and heat transfer in the subsurface
- Completely integrated system from simulation engine to graphical user interface
- Public programming interface for user code
- Strength (jb): real time simulation control, productivity
- **Accepted by German mining authorities**

GTN standard tool:

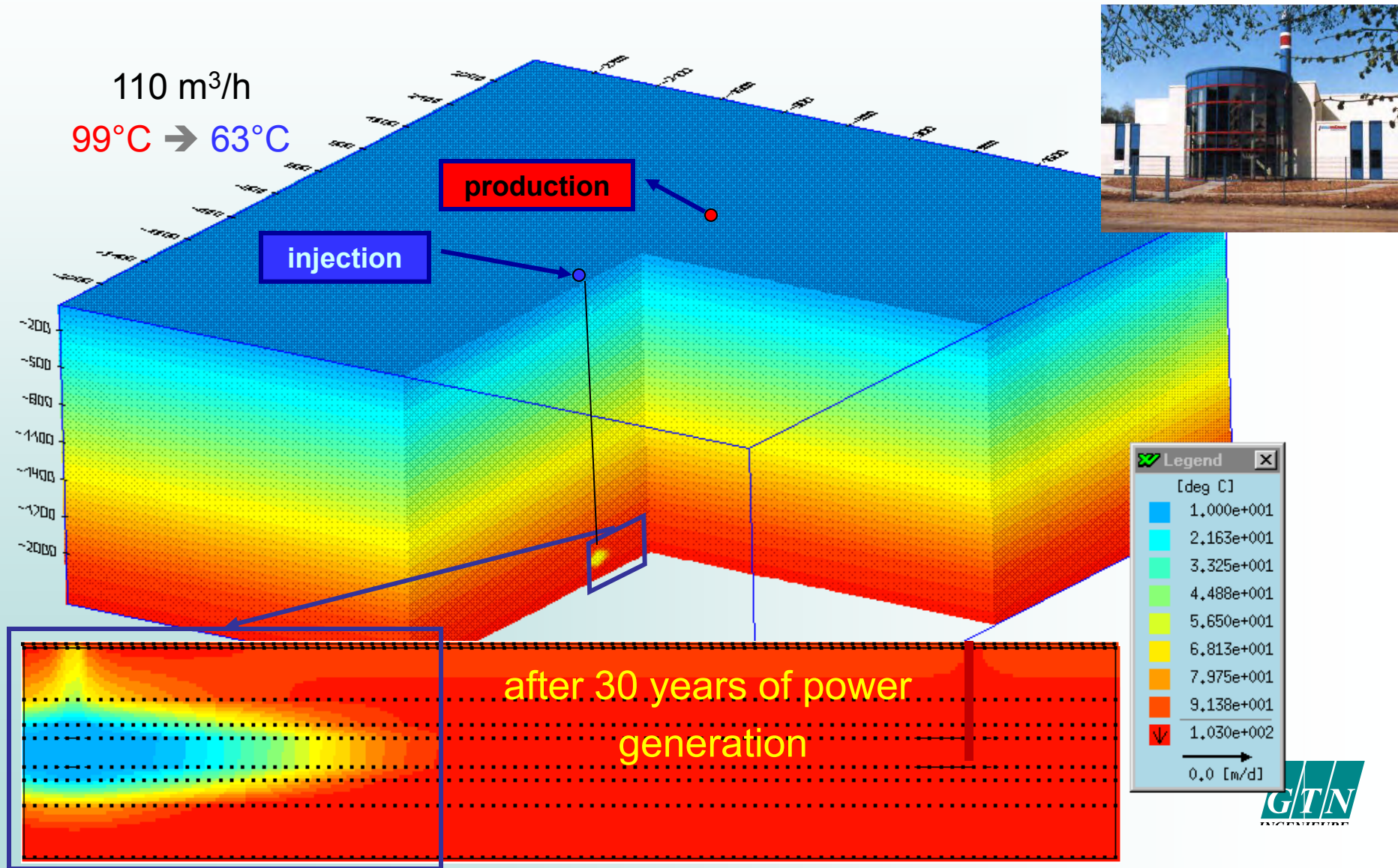
FE-Simulator FEFLOW (DHI-WASY GmbH Berlin, v. 6.0)



Optimized mesh for a geothermal doublet

Simulator example

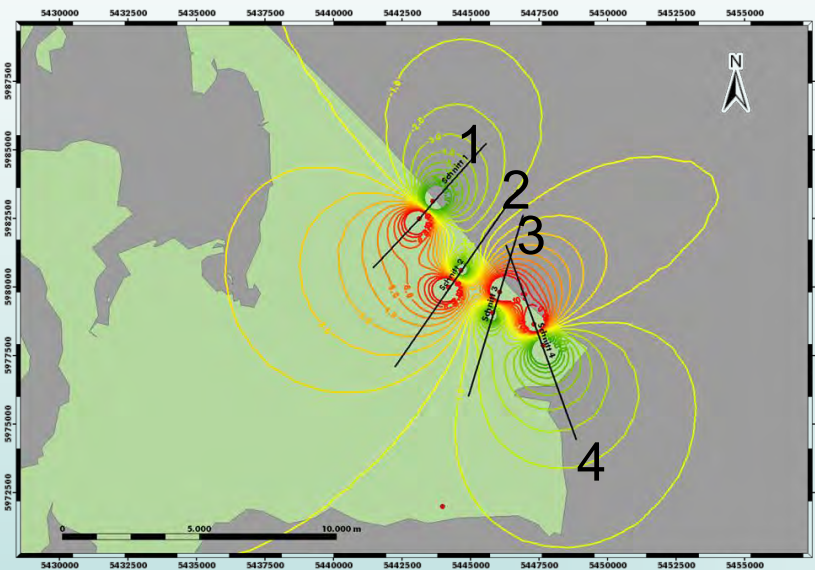
Demands on the heat mining prognosis



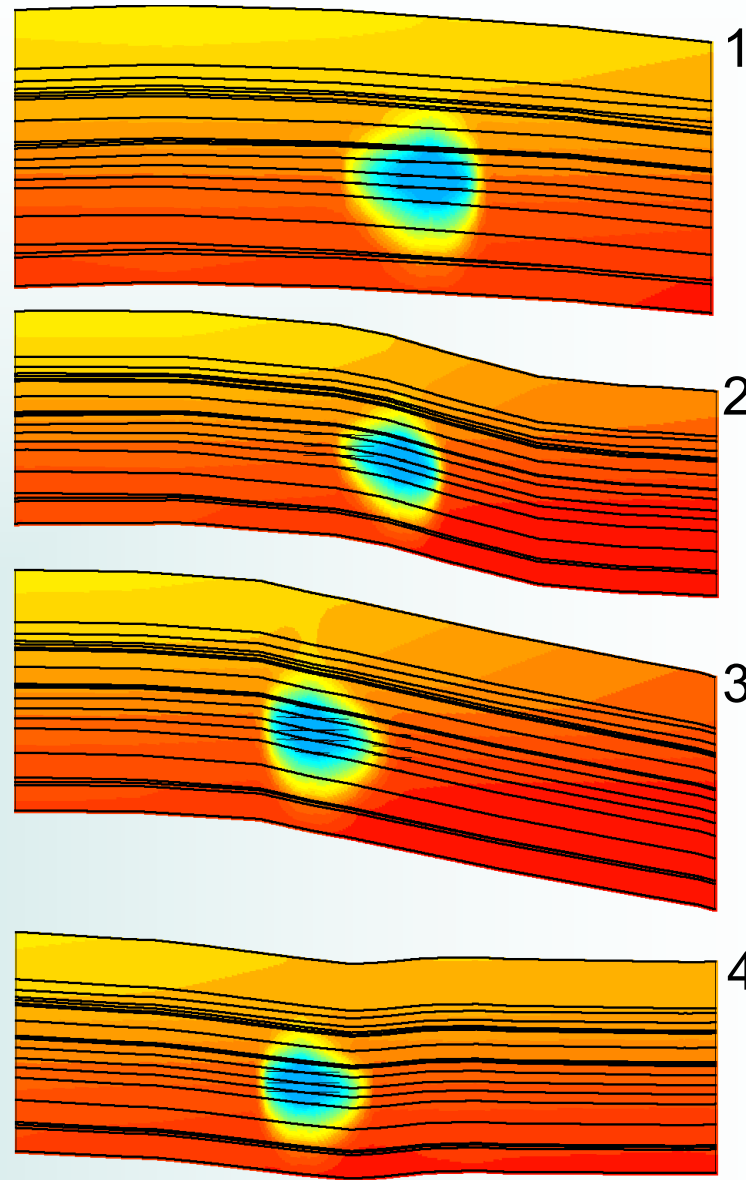
Demands on the heat mining prognosis

Four doublets
in a 1-layer sandstone reservoir

Reservoir pressure distribution

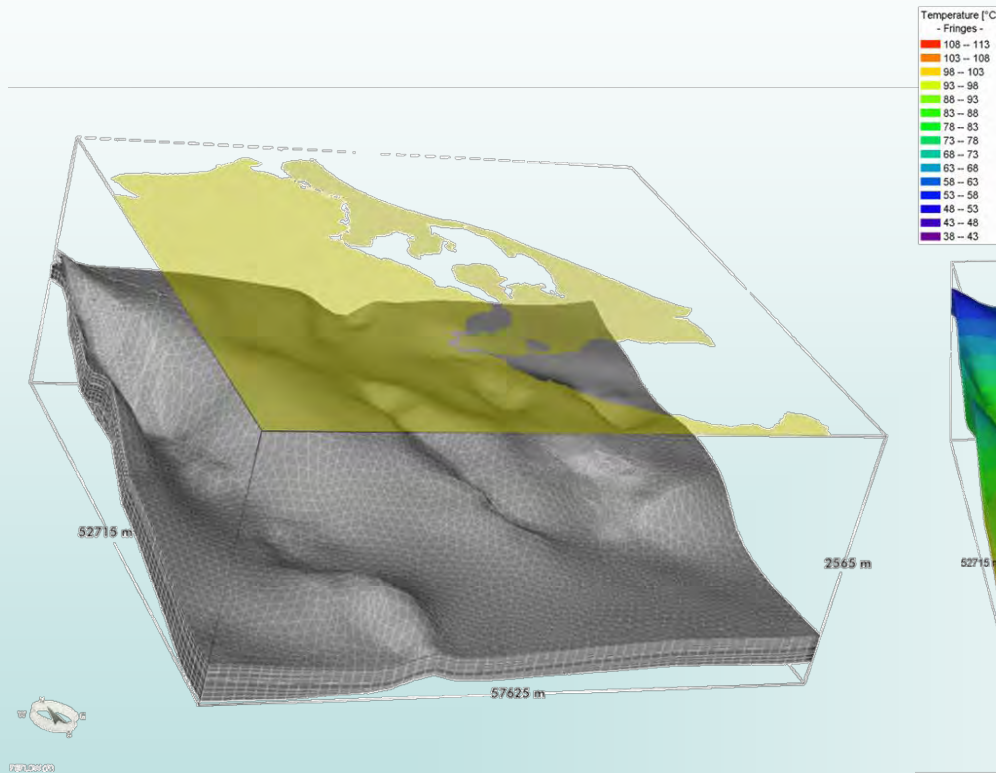


Temperature after 30 years
along cross sections

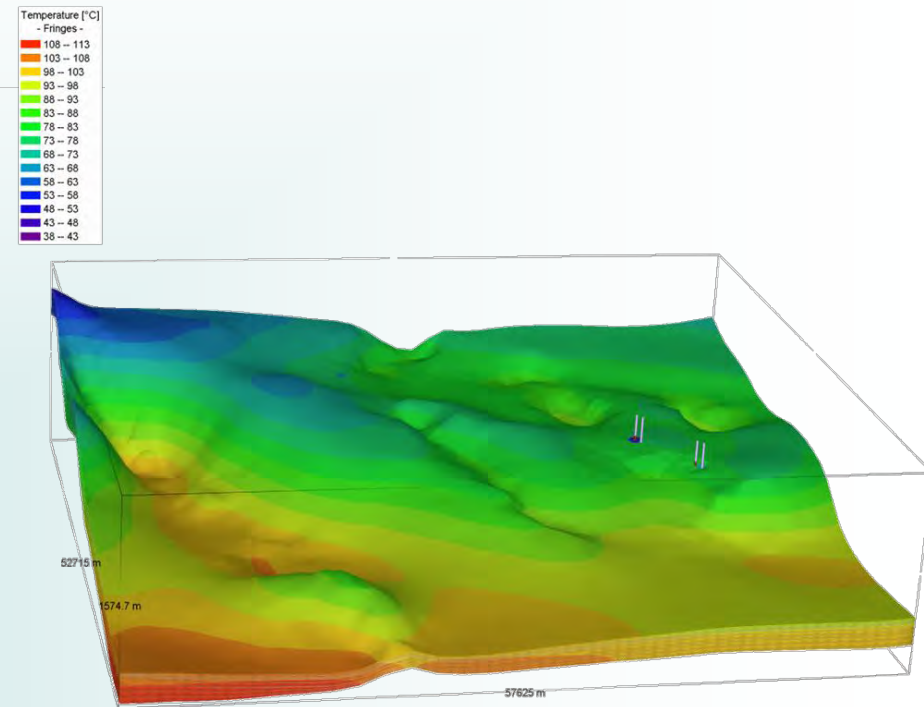


Simulation example

Example of a thermo-hydraulic simulation



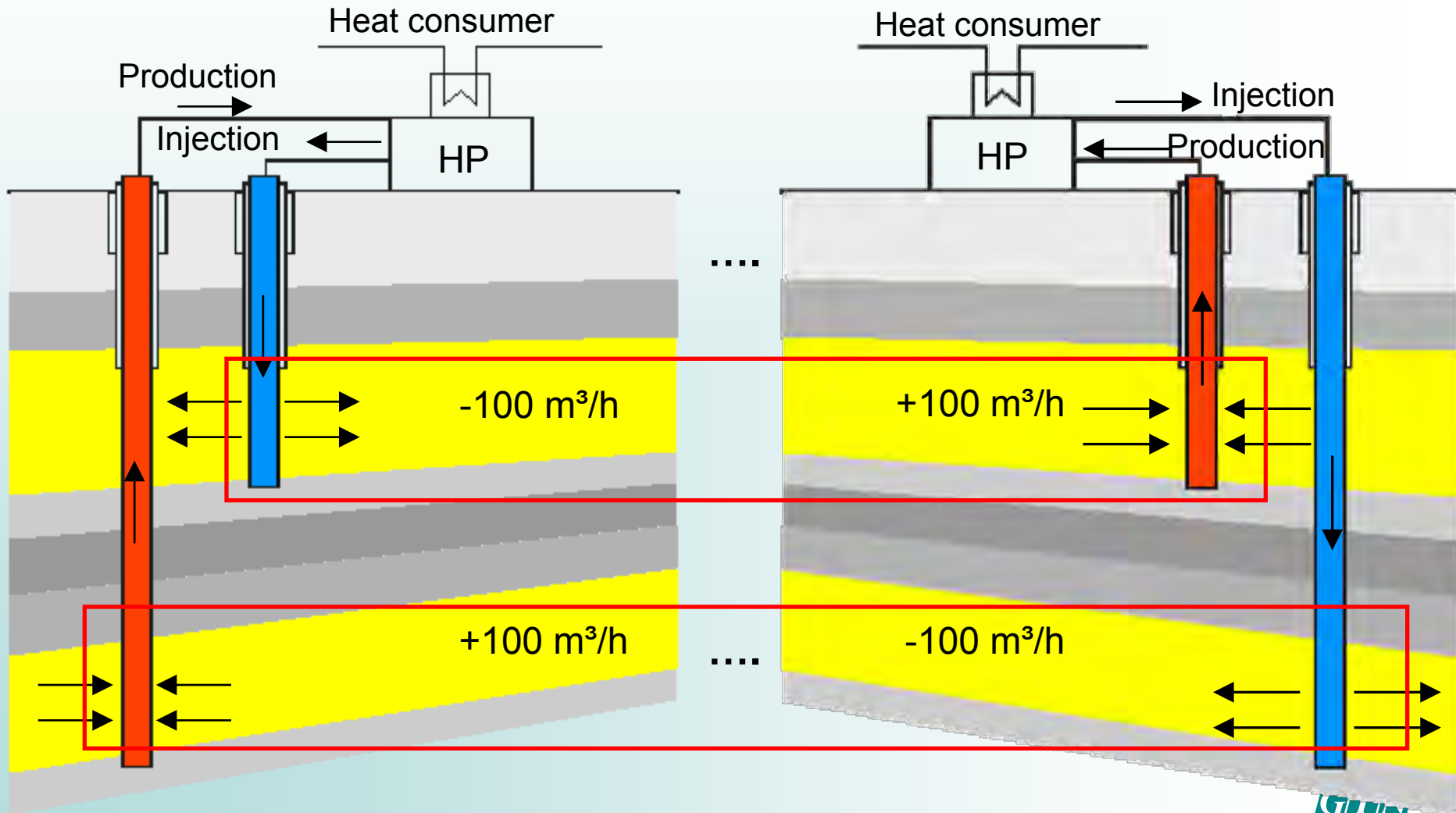
Model layers and horizontal grid



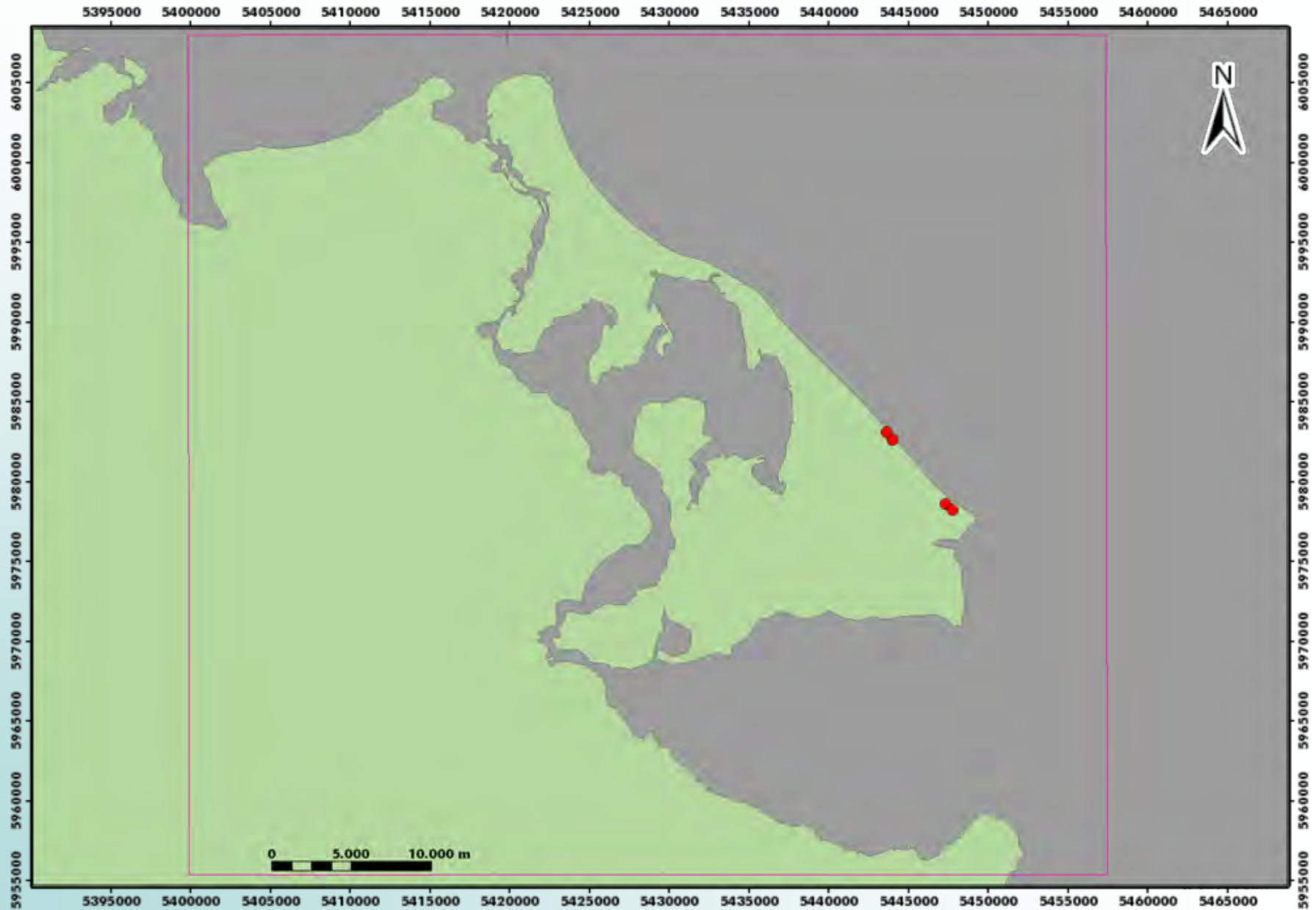
Initial temperature distribution
at reservoir depth

Layer model and temperature model

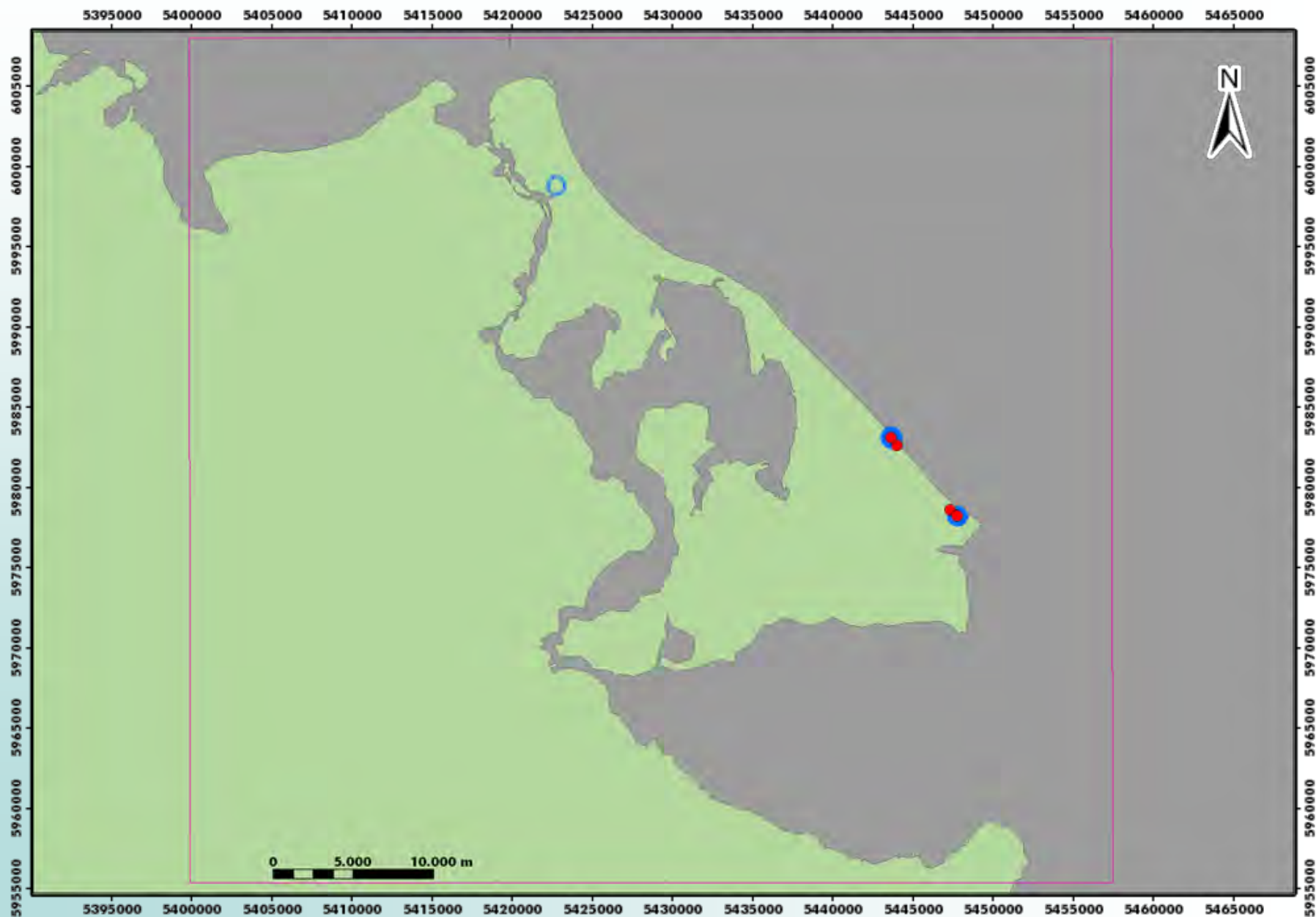
Examples of dimensioning: 2 layers 4 wells



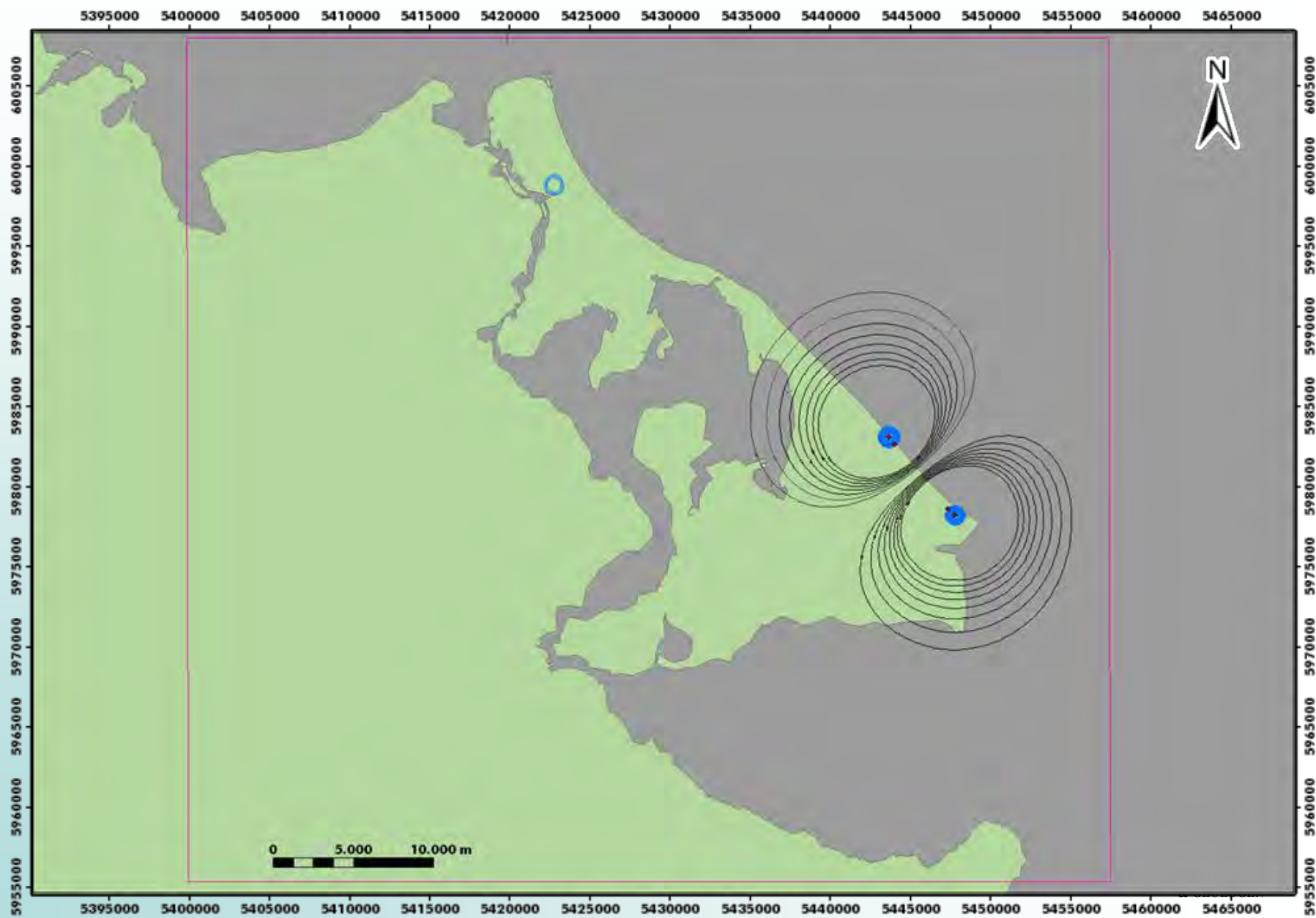
Examples of dimensioning: 2 layers 4 wells

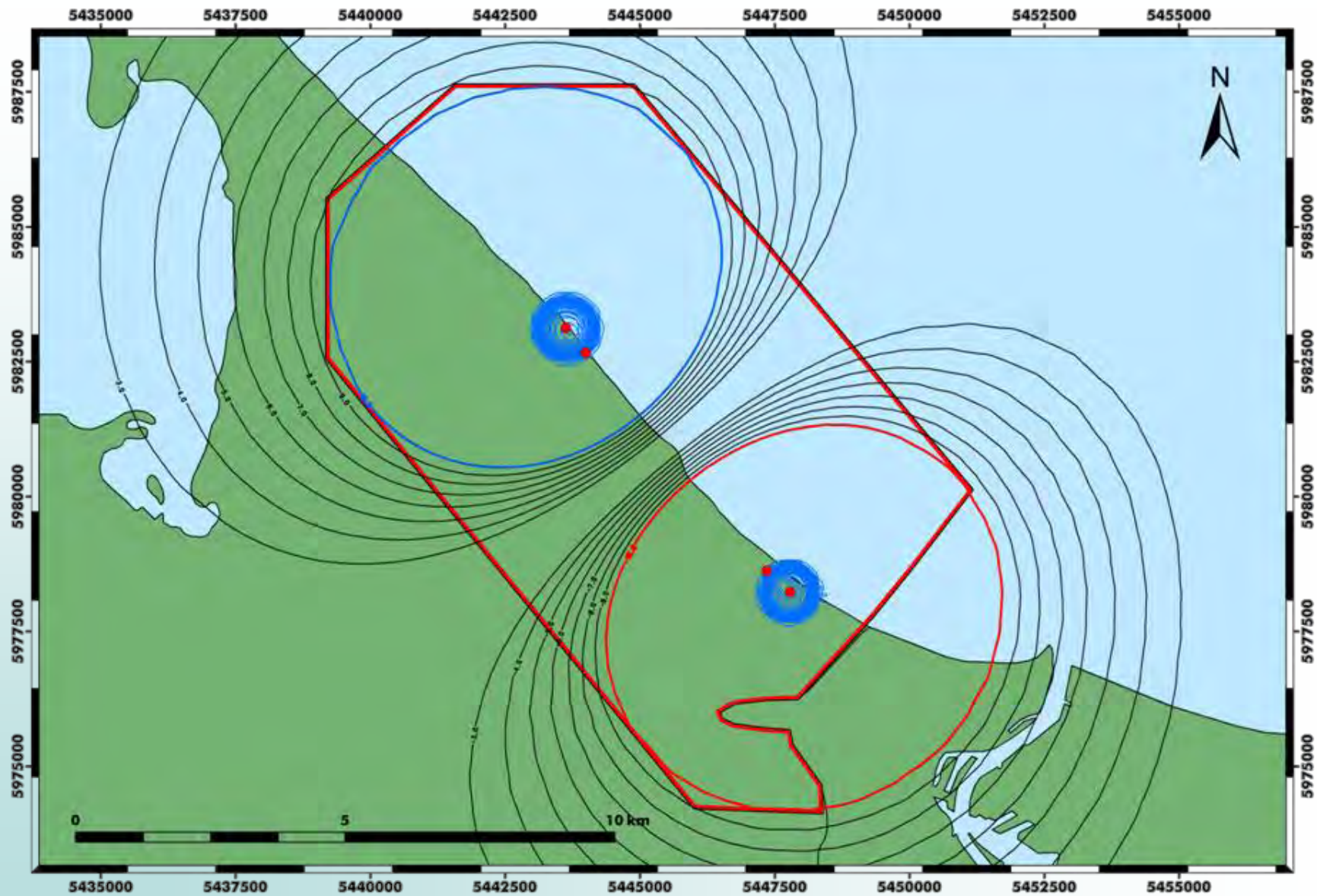


Examples of dimensioning: 2 layers 4 wells



Examples of dimensioning: 2 layers 4 wells





- Bohrungen, Aufschlagpunkte
- thermisch beeinflusster Bereich ($> 1\text{K}$) mit Injektionstemperatur von $40\text{ }^{\circ}\text{C}$
- Druckdifferenz Produktionsbohrung - 10 m
- Druckdifferenz Injektionsbohrung 10 m

für das Bewilligungsfeld	Kaiserbäder Usedom
zur Gewinnung von	Erdwärme
Land:	Mecklenburg-Vorpommern
Kreis:	Ostvorpommern
Gemeinde:	Kaiserbäder Usedom

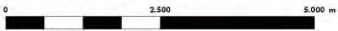
Koordinaten der Feldeseckpunkte			
Ifd. Nr.	Rechtswert	Hochwert	Höhe (NN)
1	5441568.64	5987646.99	-
2	5444898.66	5987650.99	-
3	5451178.56	5986127.73	-
4	5448063.37	5976381.96	-
5	5447306.08	5976327.93	-
6	5446977.44	5976401.76	-
7	5446609.2	5976231.5	-
8	5446601.28	5975986	-
9	5447028.91	5975993.93	-
10	5447911.9	5975803.87	-
11	5447832.71	5975407.91	-
12	5448363.29	5974659.54	-
13	5448394.97	5974132.92	-
14	5446007.34	5974227.95	-
15	5439169.13	5982558.92	-
16	5435173.09	5985532.57	-
1	5441568.64	5987646.99	-
Koordinaten der Bohrungsansatzpunkte			
Gt Bns 01/08	5443634	5983125	25
Gt Bns 02/08	5443634	5983125	25
Gt Ahl 01/08	54473535.41	5978624.31	5
Gt Ahl 02/08	54473535.41	5978624.31	5
Koordinaten der Bohrungsauflagepunkte			
Gt Bns 01/08	5443634	5983125	
Gt Bns 02/08	5443999.47	5982661.99	
Gt Ahl 01/08	54473535.41	5978624.31	
Gt Ahl 02/08	5447789.15	5978232.71	

Dr. M. Wolfgramm
Geothermie Neubrandenburg GmbH
Seestraße 7a
17033 Neubrandenburg

vom	Az.	gehörend.
-----	-----	-----------

Stralsund, den
Bergamt Stralsund

Kartengrundlage: Topographische Karte 1:25000
Genehmigt vom Landesvermessungsamt Mecklenburg-Vorpommern, 2007

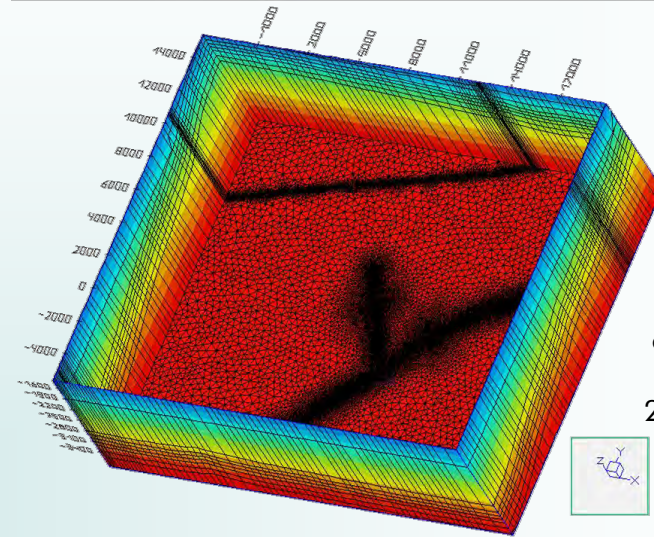
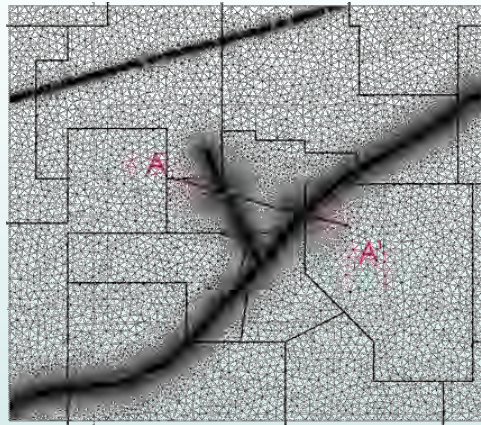


Example of a thermo-hydraulic simulation

Project: Heat mining prediction for the Unterhaching geothermal power & heat plant

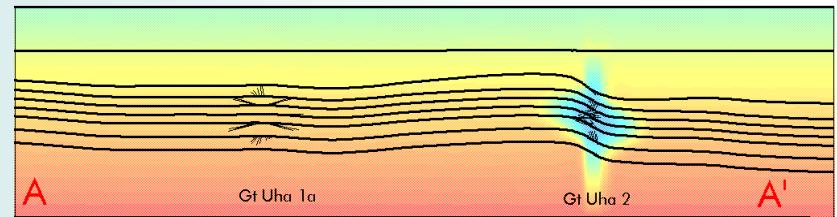
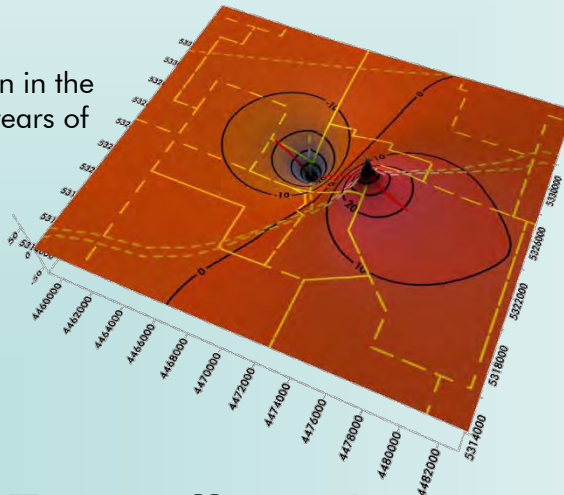
Client: Geothermie Unterhaching GmbH

Model area with horizontal grid and refinement along fault zones in relation to the surrounding concession areas



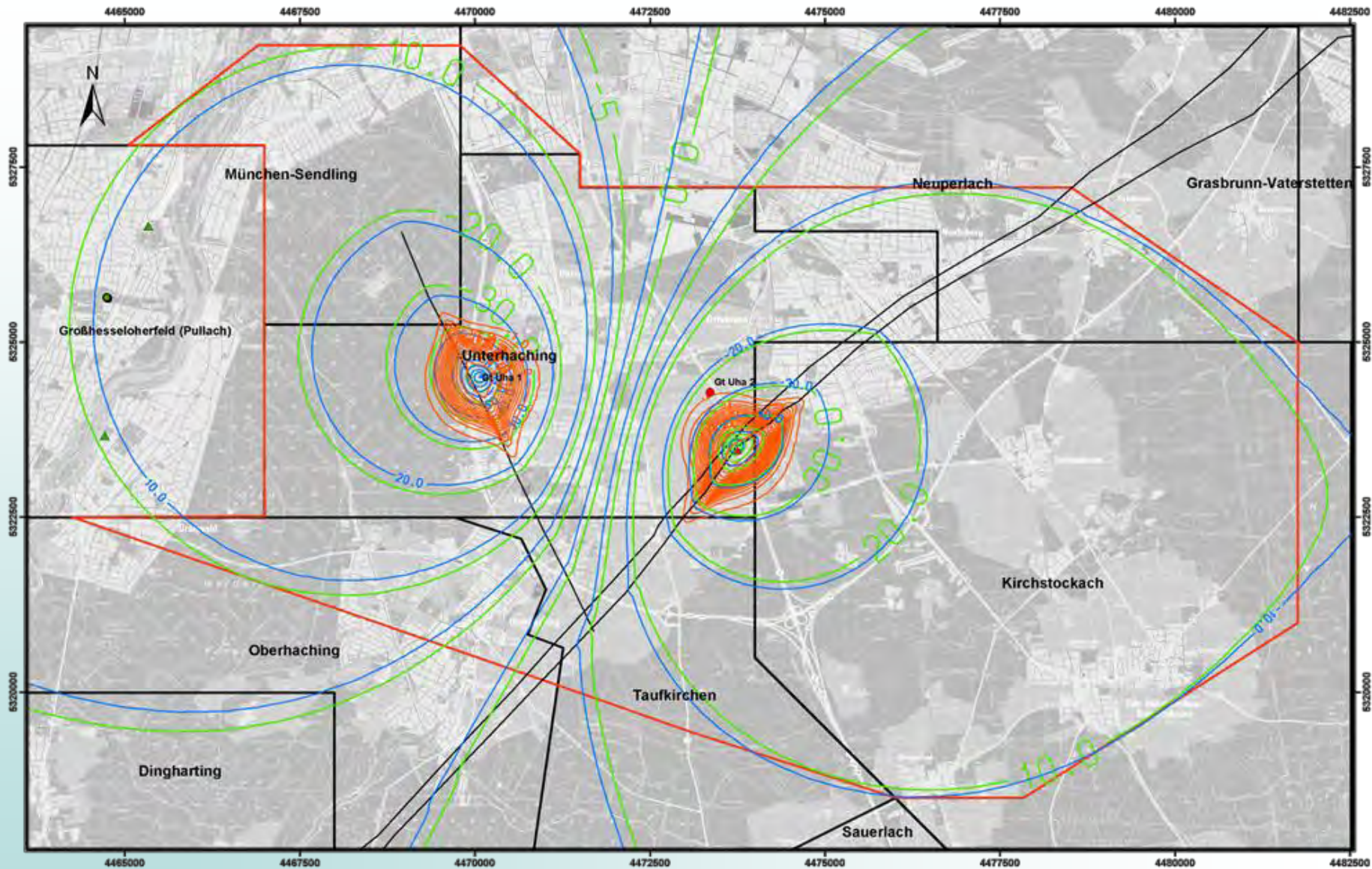
3-dimensional model structure (without cover) with layers and fault zones; extend $\approx 24 \times 21$ km; coloured: initial temperature; Axis in m

Pressure distribution in the reservoir after 30 years of circulation



Temperature distribution along cross section A-A' (9400 m) through both wells after 30 years of circulation

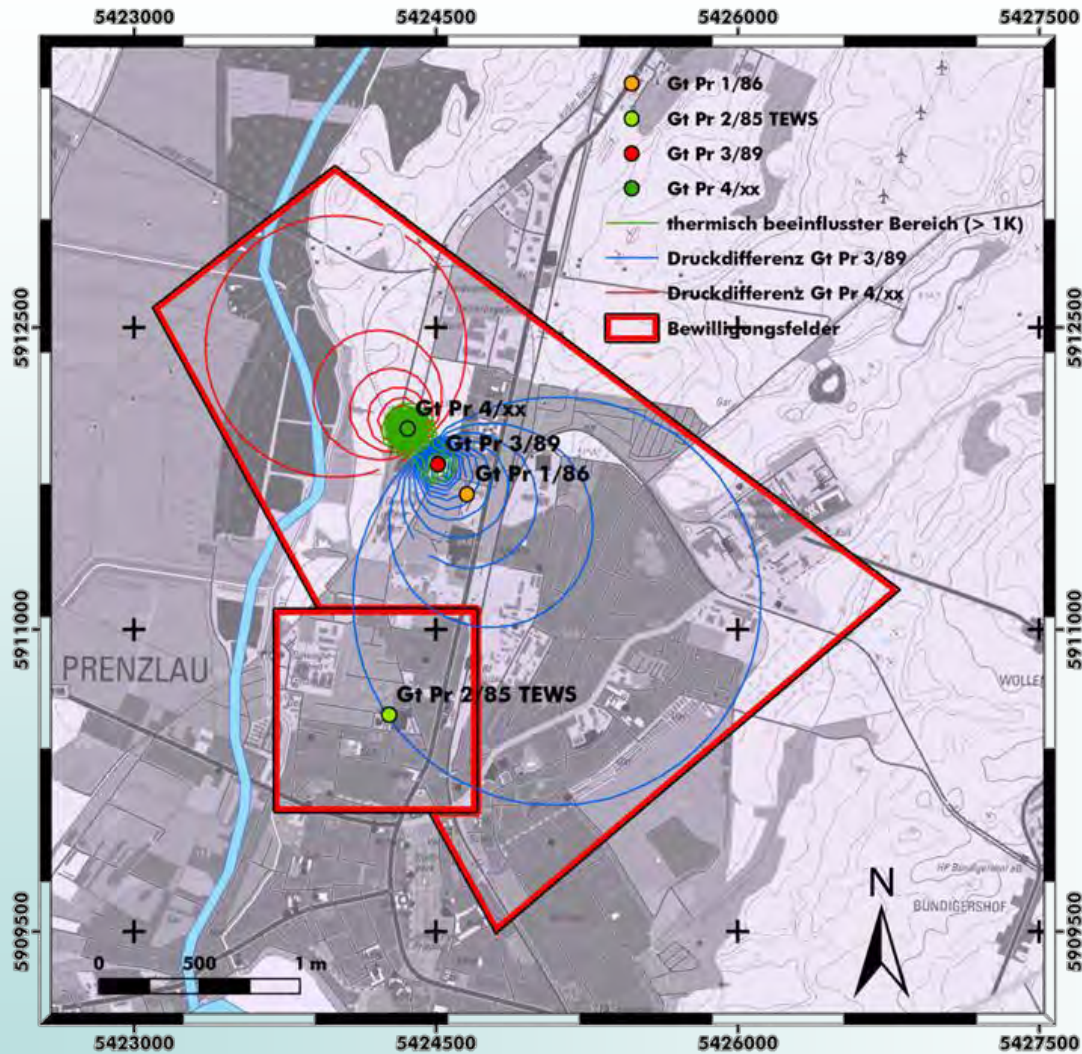
Example: Fault affected pressure cones



Legende

- Bohrungen Unterhaching
- Ansatzpunkt
 - ▲ Aufschlagpunkt
 - thermisch beeinflusster Bereich Gt Uha 1
 - thermisch beeinflusster Bereich Gt Uha 2 mit Injektionstemperatur von 40 °C
 - Druckdifferenz Förderbohrung Gt Uha 2 (m)
 - Druckdifferenz Förderbohrung Gt Uha 1 (m)
 - Bewilligungsfeld

Dimensioning example



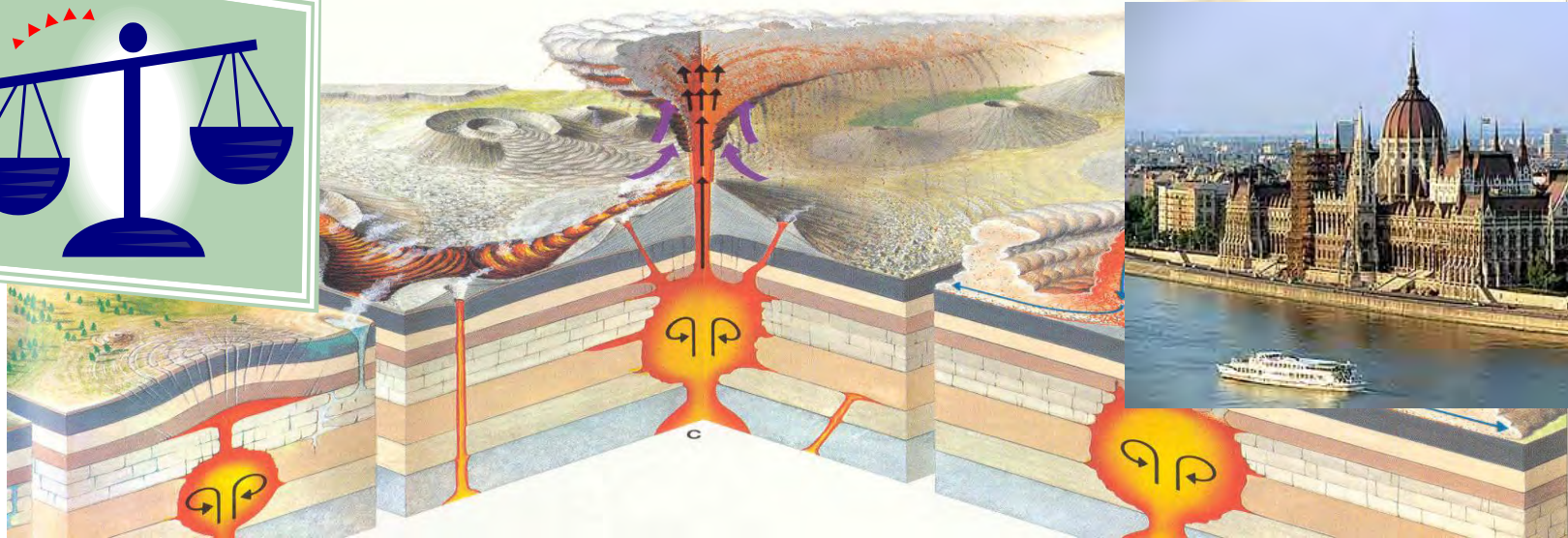
Example: Existing claim in the pressure-influence zone

4.1.4 Update on the geothermal regulatory framework in Hungary: the mining legislation development

UPDATE ON THE GEOTHERMAL REGULATORY FRAMEWORK IN HUNGARY: THE MINING LEGISLATION DEVELOPMENT

TAMÁS HÁMOR

HUNGARIAN OFFICE FOR MINING AND GEOLOGY

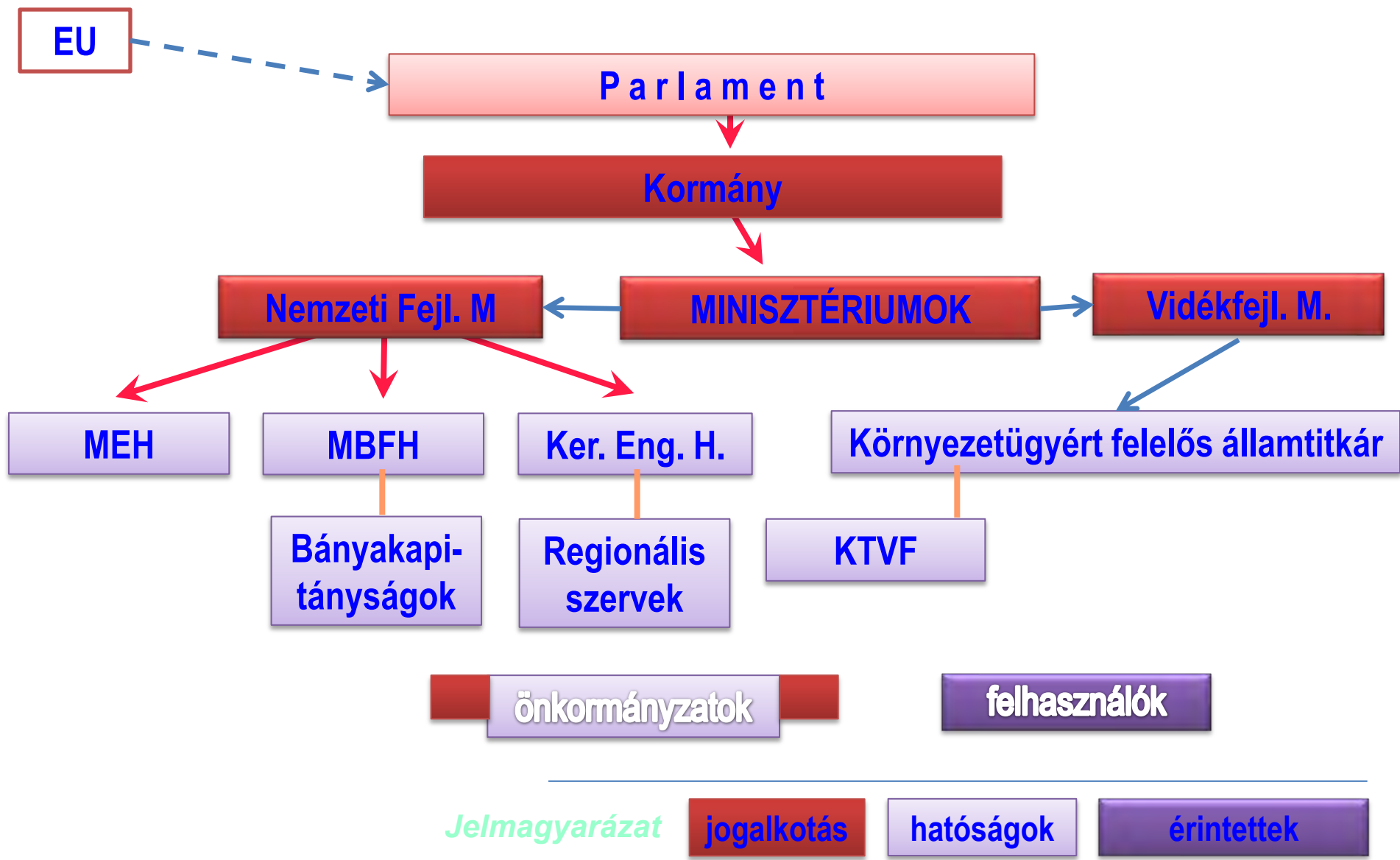


RÖDLworkshop, Budapest, 17th February 2011

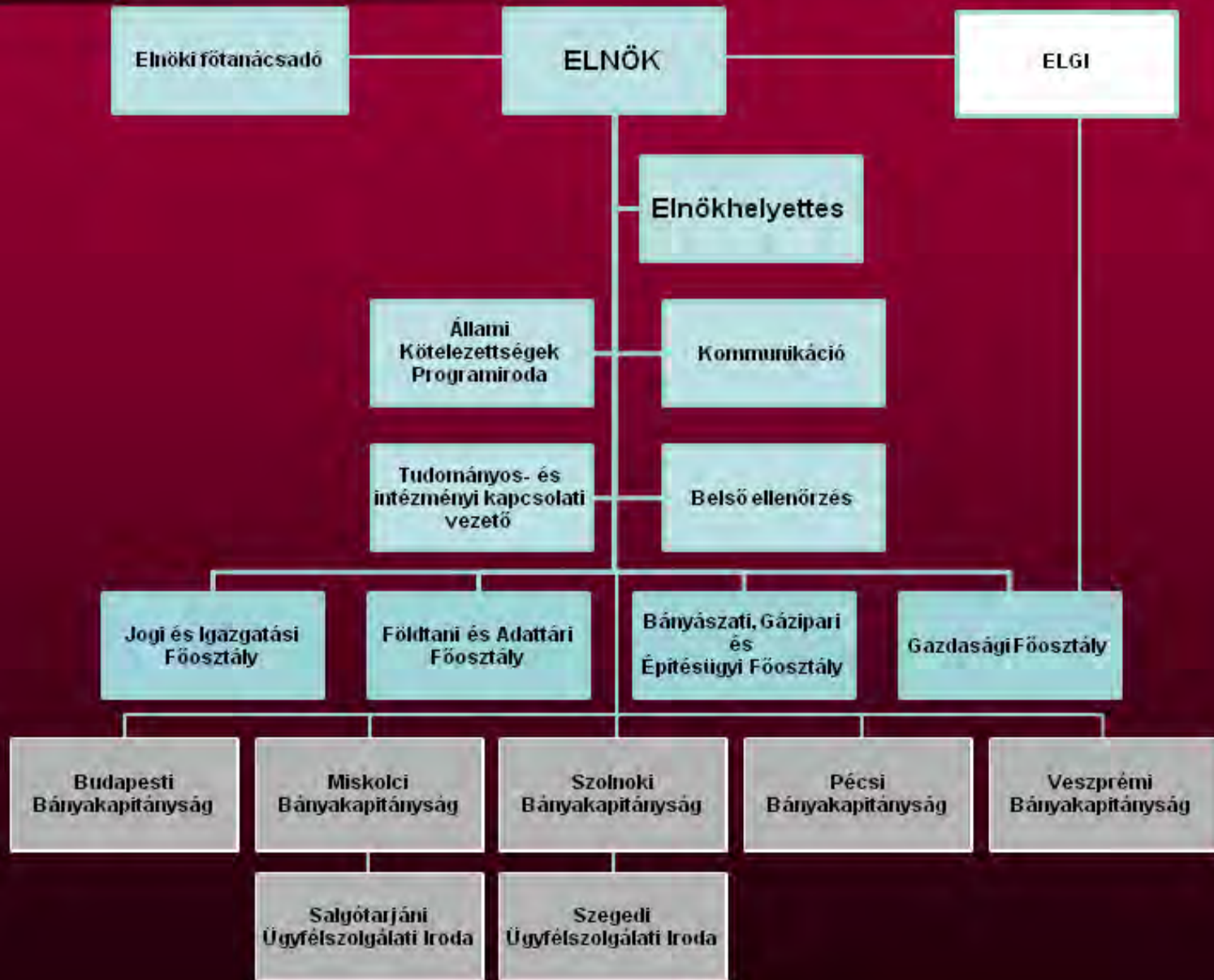


Intelligent Energy  Europe

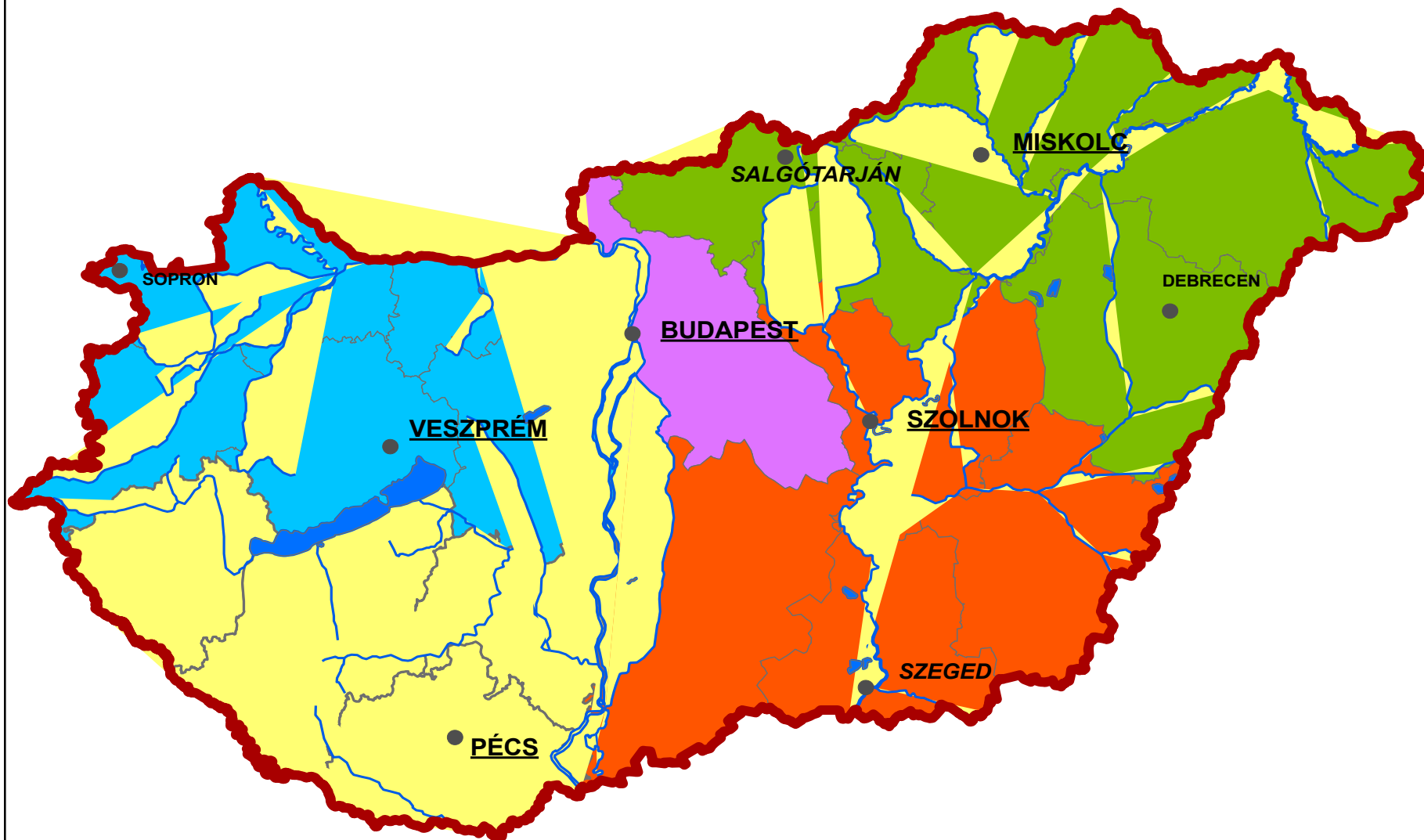




Magyar Bányászati és Földtani Hivatal



Bányakapitányságok illetékességi területei



Legislative changes in Hungary 2006-2009

2007 January: Regulatory merger

The Act No. CIX of 2006 stipulated merging of Hungarian Geological Survey into Hungarian Bureau of Mines, and re-name it to „Hungarian Office for Mining and Geology” (MBFH).

2007 June: The concept of the geothermal protective pillar

Meeting of 20 experts was organized by MBFH to present the first concept on the introduction of the “geothermal protective pillar”, a legal instrument similar to the mineral exploitation plot, in order to ensure both the sustainable exploitation of geothermal energy and the safety of investors.

2007 July: New act on electric energy

Act No. LXXXVI. of 2007 introduced, inter alia, a set of legal instruments for renewables (definitions, obligatory trade-in, green certificate, etc.). The implementing Government Decree No. 273/2007. (V. 19.), and GKM ministerial Decree No. 110/2007. (XII. 23.) were also published.

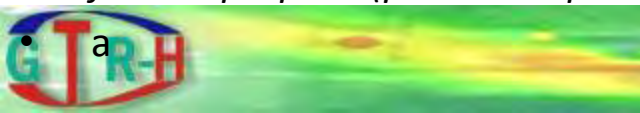
2007 July: A deficient regulation on EU funding eligibility

MeHVM Decrees No.19/2007. (VII. 30.) and 23/2007. (VIII. 29.) on the rules of the financial support of regional development, environmental and energy projects were published. Geothermal heating projects and heat pump installations appeared but geothermal electricity power plants were excluded.

2007 November: Amendment of the Mining Act

The Act No. CXXXIII. of 2007 amended the Mining Act: „22/B. § (1) *For licensing and supervising exploration of geothermal energy, rules of licensing and official supervision of geological exploration shall be appropriately applied.*

(2) *Exploitation of geothermal energy shall only be from the part of earth’s crust designated for this purpose (protective pillar).*



Legislative changes in Hungary 2006-2009

(3) The protective pillar is designated by mining supervision.

(4) Within the protective pillar establishment for exploitation of geothermal energy cannot be permitted for another entity without the written agreement of the licensee.

(5) Geothermic protective pillar is registered by mining supervision.”

The amendment also authorized the Government to issue a decree to regulate the technical and licensing details of the establishment of the geothermal protective pillar.

2007 December: New decrees on thermal water extraction

Government Decree No. 379/2007. (XII. 23.), and the Decrees No. 94/2007. (XII. 23.), 101/2007. (XII. 23.) of the minister for environment and water (KvVM) regulate thermal wells drilling, design, data. These generated legal collision and left niche in the field. An indication of this was a gas outburst of a thermal well during drilling licensed without mining inspectorate's involvement.

2007 December: Trade-in tariffs for renewables

Government Decree No. 389/2007. (XII. 23.) set preferential prices for geothermal power plants.

2008 March: Simple mining royalty rules

Government Decree No. 54/2008. (III. 20.) on the calculation of mining royalty of minerals and geothermal energy annulated the previous regulation, made the calculation for geothermal energy more simple and easy by setting the nominal value 1650 HUF/GJ (ca. 6€/GJ) for installations with groundwater extraction, and 320 HUF/GJ (ca. 1.5 €/GJ) for closed circuit systems.

2008 March: Proposal for licensing geothermal facilities

Proposal to amend the ministerial decree No. 96/2005. (XI. 4.) GKM on specific construction licensing by mining authority to include geothermal installations.



Legislative changes in Hungary 2006-2009

2008 April - : **Negotiations started between MBFH and Ministry for Environment and Water on geothermal issues**

Talks focused on geothermal protective pillar, a new legal term introduced by the Mining Act in January 2008. Major argument was if existing water licenses function properly for exploration and exploitation of geothermal energy.

2008 Spring: **Numerous applications submitted for geothermal projects on basis of Mining Act**

Submitted both to the mining and to the water authorities for geothermal energy and/or thermal water exploration or exploitation license. Mining inspectorates issued geological prospect permits not ensuring exclusive access. Water authorities issue preliminary water exploitation permit (1+1 years).

2008 June: **Geothermal plants became eligible for funding**

NFGM ministerial decree No. 7/2008. (VI. 5.) amended the MeHVM decree No. 23/2007. (VIII. 29.) by inserting the electricity generating geothermal power plants as eligible.

2008 October: **Renewables strategy published (12 PJ/year by 2020 for geothermal!)**

Government Decision No. 2148/2008. (X. 31.) on the renewable energy strategy 2008-2020.

2009 February: **Preferential electricity prices for heat pumps**

Heat Pump Association set agreement with electricity companies on supply price for heat pump users.



Legislative changes in Hungary 2006-2009

2009 April: First-instance Court jurisdiction on interpretation of “geothermal exploration”

Court ruled out that mineral exploration terms shall be used for geothermal energy.

2009 June: First attempt for a waiver for re-injection failed

An amendment of the Act No. LVII. of 1995 on water management was approved by the Parliament that made possible the authorization of the exclusion from the general obligation of re-injecting groundwater extracted for energy exploitation purposes. However, the President of the Republic of Hungary vetoed the amendment and sent it back to the Parliament for further re-conciliation.

2009 June: Amendment of the Mining Act submitted

Due to growing political and economic pressure from lobbyists, and unsuccessful conciliation talks in the subject an amendment of Mining Act was submitted to Parliament. Bill proposed a clear and exclusive licensing scheme for all geothermal projects by MBFH. It prescribed a licensing scheme similar to hydrocarbons, with an exclusive right for the licensee already at the prospection phase. Discussion of bill was postponed to the 2009 fall semester....

and it goes on ...



Intelligent Energy  **Europe**



Hatályos 1993. évi XLVIII. törvény

2010. évi IV. törvény a bányászatról szóló 1993. évi XLVIII. törvény módosításáról

- A módosítást – alapvetően – a hazai geotermikus energia energetikai célú hasznosításához szükséges nagy volumenű befektetések védelme kényszerítette ki, mivel *védelmi-garanciális* jogintézményt a Bt. nem tartalmazott.
- A Bt. 1., 3., 5., 8., 9., 14., 15., 20., 22., 22/B., 44., 45., 49. § szabályozza alapvetően a geotermikus energia kutatását, kinyerését és hasznosítását.
- 1. § (1) h) E törvény hatálya alá tartozik: a geotermikus energia kutatása, kinyerése és hasznosítása;
- 3. § (1) Az ásványi nyersanyagok és a geotermikus energia természetes előfordulási helyükön állami tulajdonban vannak.



Hatályos 1993. évi XLVIII. törvény

5. § (1) A bányafelügyelet engedélyezi:
- g) a geotermikus energia kinyerését és hasznosítását, valamint az ehhez szükséges - külön jogszabályban meghatározott – föld alatti és felszíni létesítmények megépítését és használatba vételét, ha a tevékenység nem vízjogi engedély köteles.
8. § A miniszter belföldi vagy külföldi jogi és természetes személyekkel, valamint ezek jogi személyiség nélküli társaságaival kötött *koncessziós szerződéssel* meghatározott időre átengedheti: a) *zárt területen* ab) a geotermikus energia kutatását, kinyerését és hasznosítását,
9. § (1) A miniszter a rendelkezésre álló földtani adatok, valamint a vállalkozói kezdeményezések alapján azokat a koncesszióra kijelölhető zárt területeket veszi számításba...(2011. 01. 01-től)
14. § (1) A koncesszió időtartamán belül a tervezett ásványi nyersanyag-kutatási, illetve geotermikusenergia-kutatási időszak 4 évnél hosszabb nem lehet (+2x2 év).
- (2) A bányavállalkozó a kutatás befejezésétől számított 1 éves időtartamon belül kezdeményezheti a geotermikus védőidom kijelölését.



Hatályos 1993. évi XLVIII. törvény

15. § Ha a koncesszió jogosultja a szerződésben meghatározott határidőn belül, legkésőbb azonban a geotermikus védőidom kijelölésétől számított 3 éven belül a kitermelést, az energetikai célú hasznosítást nem kezdi meg, a szerződésben meghatározott *térítést köteles megfizetni*. Ha a térítésfizetési kötelezettségnek nem tesz eleget, a koncesszió megszűnik.
22. § (1) Zárt területen koncesszió keretében meghatározott ásványi nyersanyag vagy geotermikus energia kutatására a miniszter a koncessziós szerződésben *kutatási jogot adományoz*.
- (2) A kutatási jog a kutatási területen a bányavállalkozónak *kizárólagos jogot* ad az ásványi nyersanyag-, illetve geotermikus energia-kutatási műszaki üzemi terv benyújtására.
49. § E törvény alkalmazásában:
24. „Zárt terület”: a geotermikus energia vonatkozásában zárt területnek minősül az ország egész területén a természetes felszíntől mért *2500 m alatti* földkéreg-rész.



Hatályos Bányatörvény

- 22/B. §** (1) Zárt területen a geotermikus energia kutatásának, kinyerésének és hasznosításának engedélyezésére a *szénhidrogén-bányászat* engedélyezésére vonatkozó sajátos szabályokat kell megfelelően alkalmazni azzal, hogy geotermikus energiára bányatelket megállapítani nem lehet.
- (2) Zárt területen geotermikus energiát kinyerni csak a földkéreg e célra elhatárolt részéből (*geotermikus védőidom*) szabad.
- (3) A geotermikus védőidomot a bányafelügyelet jelöli ki.
- (4) A geotermikus védőidomon belül a jogosult írásbeli hozzájáruló nyilatkozata nélkül geotermikus energia kinyerését szolgáló létesítmény más részére nem engedélyezhető.
- (5) A geotermikusenergia-hasznosító létesítményekről, a kitermelt és hasznosított geotermikus energia mennyiségéről, valamint a megállapított geotermikus védőidomokról a bányafelügyelet *nyilvántartást* vezet



Hatályos Bányatörvény

22/B. § (6) Geotermikus energia szempontjából nyílt területen, a felszín alatti vízkészletből termálvíz használatára adott *vízjogi engedély egyidejűleg geotermikus energia kinyerési- és hasznosítási engedélynek* is minősül. A geotermikus energia vízjogi engedély alapján történő hasznosítására e törvény 3. §-ának, 20. §-ának, 22/B. § (5) bekezdésének, 25. § (2) bekezdése *b)* pontjának és 41. §-ának rendelkezéseit megfelelően alkalmazni kell, egyebekben a vízügyi és környezetvédelmi jogszabályok az irányadók.

(8) A természetes felszíntől mért *20 méteres* mélységet el nem érő földkéreg részből történő geotermikus energia kinyerés és hasznosítás nem engedélyköteles. E rendelkezés nem mentesíti a tevékenységet végzőt a más jogszabályban előírt engedély megszerzése alól.



Hatályos 1993. évi XLVIII. törvény

44. § (1) A bányafelügyelet hatáskörébe tartozik - figyelemmel a 43. § (3) bekezdésében foglaltakra (A bányafelügyelet a hatósági felügyelete keretében - az e törvényben és a külön jogszabályokban meghatározott - műszaki-biztonsági, munkavédelmi, építésügyi hatósági, építésfelügyeleti, ásványvagyon-gazdálkodási, piacfelügyeleti és földtani hatásköröket gyakorol.):

d) a geotermikus energia kutatása, energetikai célra történő kinyerése és hasznosítása, az ehhez szükséges létesítmények és berendezések építése, használatbavétele és üzemeltetése.

45. § (1) A bányafelügyelet látja el a mélységi vizek felszínre hozatalára irányuló, bányászati technológiával végzett munkálatok *hatósági biztonságtechnikai felügyeletét*. A hatósági felügyelet keretében a bányafelügyelet a munkálatok és az üzemben tartás biztonságára és szakszerűségére vonatkozó kérdésekben közvetlenül intézkedik, a vízvagyon védelmére szolgáló intézkedések megtételét pedig a környezetvédelmi és a vízügyi hatóságnál kezdeményezi.



A geotermikus engedélyezés a Bt. szerint



a bányafelügyelet engedélye nélkül

20 m

NYÍLT TERÜLET

bányafelügyelet engedélyével, ha
vízkivétellel nem járó zárt hurkú
szondakutak engedélyezése

KTVF engedélyével, ha
vízkivétellel jár a geotermális
energia hasznosítása

20 - 2500 m

ZÁRT TERÜLET

koncesszió - CH-bányászat engedélyezésére vonatkozó sajátos szabályok

>2500 m

Építésügyi hatósági eljárások

Bt. 22/B. § (7) Nyílt területen geotermikus energia *nem vízjogi engedély alapján végzett* kinyerésének és hasznosításának engedélyezésére a bányafelügyelet hatáskörébe tartozó, sajátos építményfajtákra vonatkozó külön jogszabály rendelkezéseit kell alkalmazni.

96/2005. (XI. 4.) GKM rendelet

A bányafelügyelet építésügyi hatósági engedélyéhez kötött létesítmények

1. számú melléklet

4. Egyéb létesítmények:

4.1. a geotermikus energia felszín alatti víz kitermelését nem igénylő kinyerésének és energetikai célú hasznosításának létesítményei az épületgépészeti berendezések kivételével.



Geothermal licensing actions by MBFH

	2006	2007	2008	2009 (extrapolated)
thermal water co-authority consents	20	37	38	51
geothermal project and heat pump applications	114	133	324	612
TOTAL	134	170	362	663

GEOHERMAL CONFLICT FIELD

agriculture

+

mining

+/-

healthcare, tourism

+

regional development

+

energy

+/-


**GEOHERMAL
ENERGY**

environmental protection

+/-

water management

-



4.1.5 ReInjection into sandstone: German experience

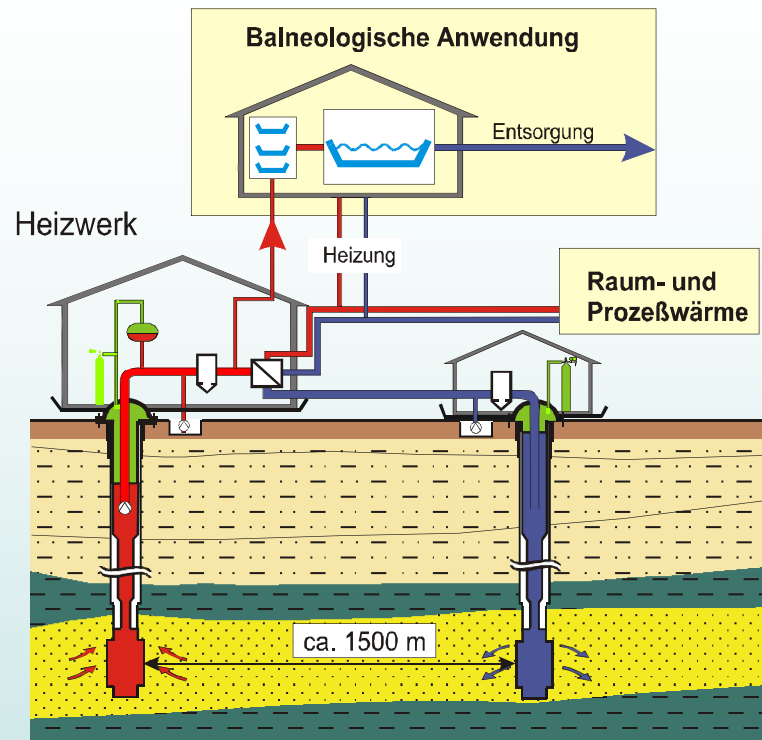
Reinjection into sandstone: German experience

Jörn Bartels, Peter Seibt & Markus Wolfgramm
Geothermie Neubrandenburg GmbH

Workshop "Geothermal energy in Hungary – update barriers and solution statements";
Budapest 17 February 2011

1. Reinjection as a necessity
2. Characteristic aquifer parameters in Germany
3. Risks & problems
4. Technical design
5. Project example and operational experience

Reinjection in Germany



1. Within this context, **reinjection** means that the produced and cooled thermal water is injected back into the host sandstone aquifer (completely)
2. **Huge amounts** of water as required for direct heating or power production reinjected (other than quantities typically used in a spa)

Definition

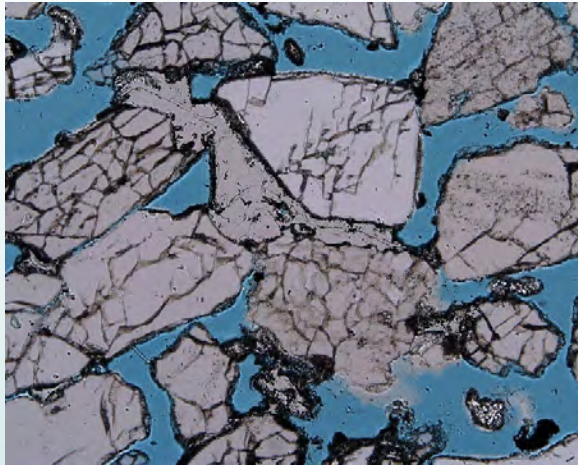
Necessity of reinjection

*Reinjection proves to be necessary
at most sites due to the following reasons:*

1. Permanent production (without reinjection) of large quantities of water results in the **reduction of the reservoir pressure**, thus endangering the sustainable use of the reservoir.
2. The disposal of the cooled thermal water causes thermic and material **contamination** of the surface water bodies or shallow groundwater-bearing beds.
3. (Long term) **Pressure influence zone** (depression) around the production well has to be kept small (claim size)
4. In Germany, reinjection is an obligation according to the **Federal Mining Code**.

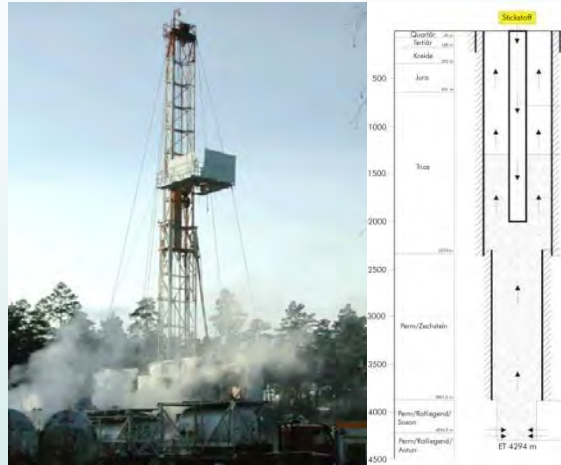
Characteristic aquifer parameters in Germany

Microscopic scale



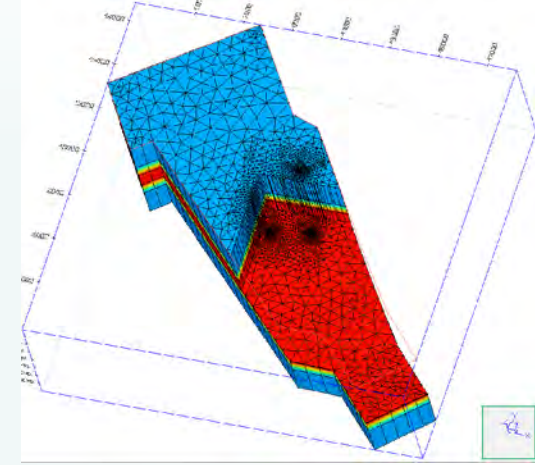
e.g., porosity, pore radii & grain size distribution

Well scale



e.g., short term hydraulic test results, local layer structure

Reservoir scale



e.g., vertical and lateral extension, faults

The comprehensive target parameter of reservoir evaluation is **long term injectivity** (flow rate related to the pressure increase in the well)

Note: Direct injection tests with cold water are not recommended anymore by GTN.

General overview

Characteristic aquifer parameters in Germany

Consolidated sandstones in the North German Basin:

50 - 100 m³/h or 15-30 l/s

(partly fractured) Carbonates in the Bavarian Molasse Basin:

200 – 450 m³/h or 60-130 l/s

Typical injection rates

Characteristic aquifer parameters in Germany

Reinjection parameter (direct heating):

50 – 100 m³/h 45-70 °C 100-220 g/l 300-2500 m

For the injection of 50 – 100 m³/h (i.e. 15 – 30 l/s) per well according to our experience gained in the North German Basin, a sandstone aquifer should provide minimum:

Effective porosity > 20 %

Permeability > 0.5 μm² (Darcy)

Reservoir thickness > 20 m

in order to achieve an injectivity > 50 (m³/h)/MPa or 1.4 (l/s)/bar.

Suitability criteria for sandstone aquifers I

Characteristic aquifer parameters in Germany

and have to be characterised additionally by

- a percentage of large pores (radius $> 5,000$ nm) > 60 % or of small and medium pores < 50 % of the pore volume

Note! Knowing in detail the above parameters it is possible to give very reliable prognoses for initial productivity or injectivity.

- < 0.003 mm fine grain (silt and clay) percentage $< 10 - 12$ %
- average content of binding agents and cement not exceeding $8 - 10$ %

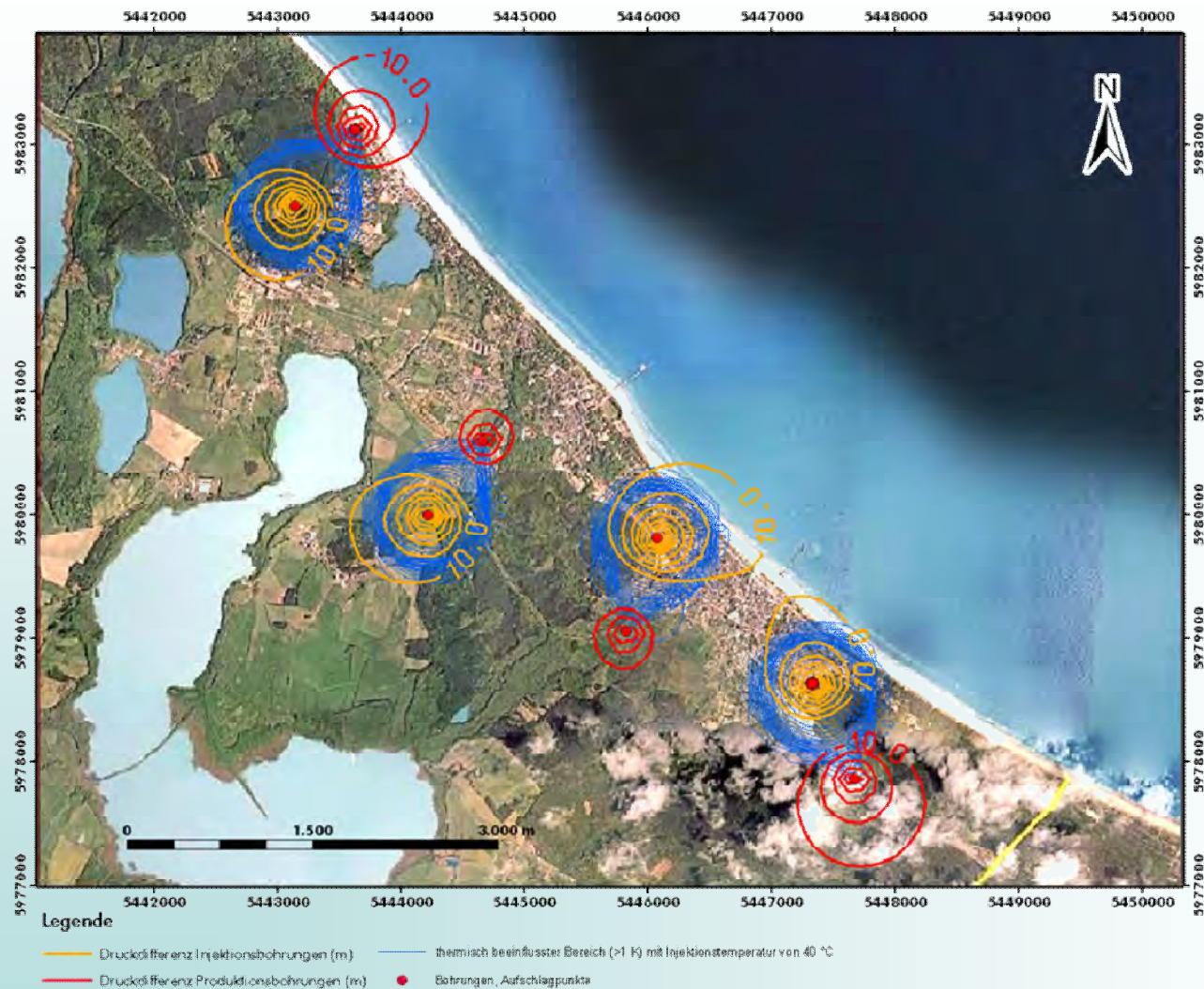
Suitability criteria II: Pore and grain size distribution

Characteristic aquifer parameters in Germany

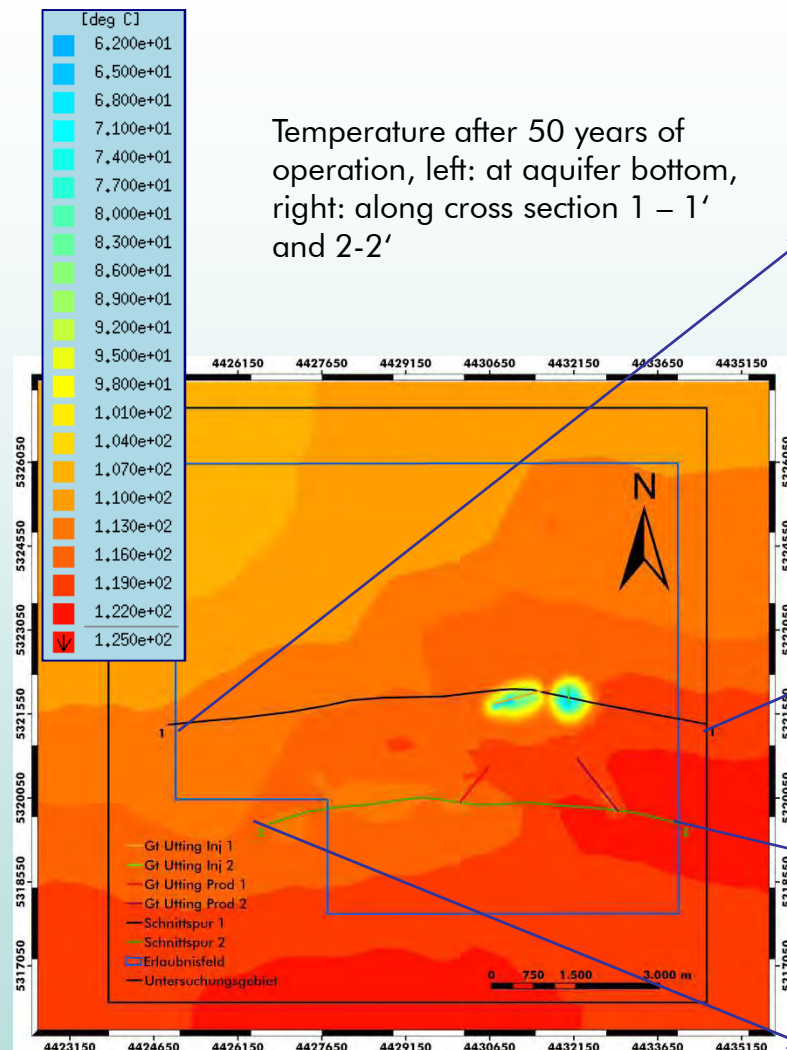
- Chemical composition
- Gas content
- Temperature at the well head

Fluid parameters

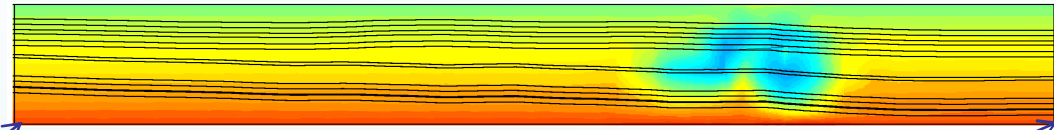
Risks & problems



Thermal breakthrough; blue: cold water zone



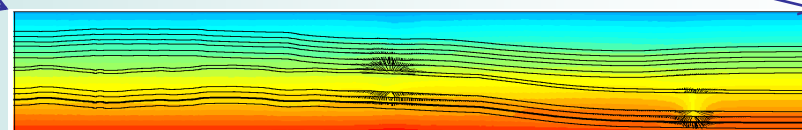
Temperature after 50 years of operation, left: at aquifer bottom, right: along cross section 1-1' and 2-2'



Prevention:

1. Exploration of fault zones which could serve as preferential flow paths
2. Determination of the required minimum well distance by means of numerical simulation

Thermal breakthrough



Risks & problems

1. Mobilisation of particles from the reservoir
2. Precipitation of chemical products
3. Clogging of the pores by corrosion products
4. Bacterial activities
5. Fluid/matrix interactions
6. Clay swelling
7. Technical inadequacy of the installation

Potential causes of injectivity reduction

Risks & problems

Potential reason for injectivity decrease		Location	Neuruppin (NE-Germany)	Neustadt-Glewe (NE-Germany)	Neubrandenburg (NE-Germany)	Klaipeda (Lithuania)	Skierniewice (Poland)
Aquifer	Structure, Conductivity		+	+	+	o	o
	Reservoir boundaries		+	+	+	+	+
Well	Technical realization		-	+	+	+	+
	Adaption of screen (filter) construction to aquifer properties		+	+	+	-	-
Scaling/Corrosion	Supersaturation induced scaling		+	-	+	o	+
	O ₂ -Entry		+	-	+	+	+
	Microbiology		o	+	-	+	+
	Finest migration		-	+	+	-	-
	Swelling clay		+	+	+	+	+
Surface	Filter dimension		+	o	+	+	+
Gas	Two-phase flow (gas – fluid surface tension)		+	+	+	+	+
	Degassing induced scaling		+	+	+	+	+

+ no relevance o minor relevance - main reason

Analyzed reasons for reinjection problems

Risks & problems

1. Analysis

- a. GTN has developed a comprehensive geological, geophysical & technical analysis scheme recently which can be adopted/reduced site specifically

2. Elimination

A number of possible measures : soft acidizing (good experiences); mechanical cleaning; hydraulic stimulation; ...; well screen reconstruction; side track drilling; new reinjection well

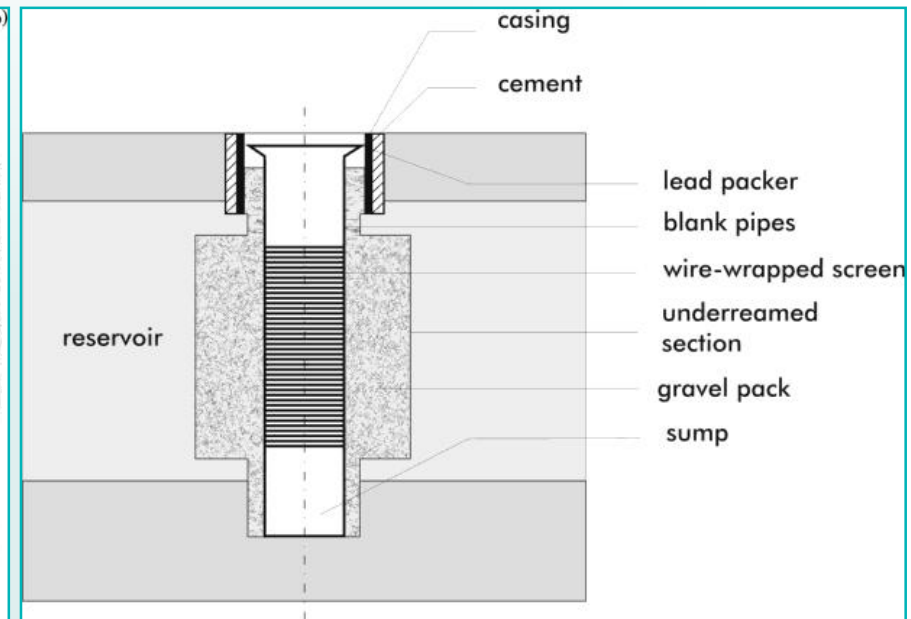
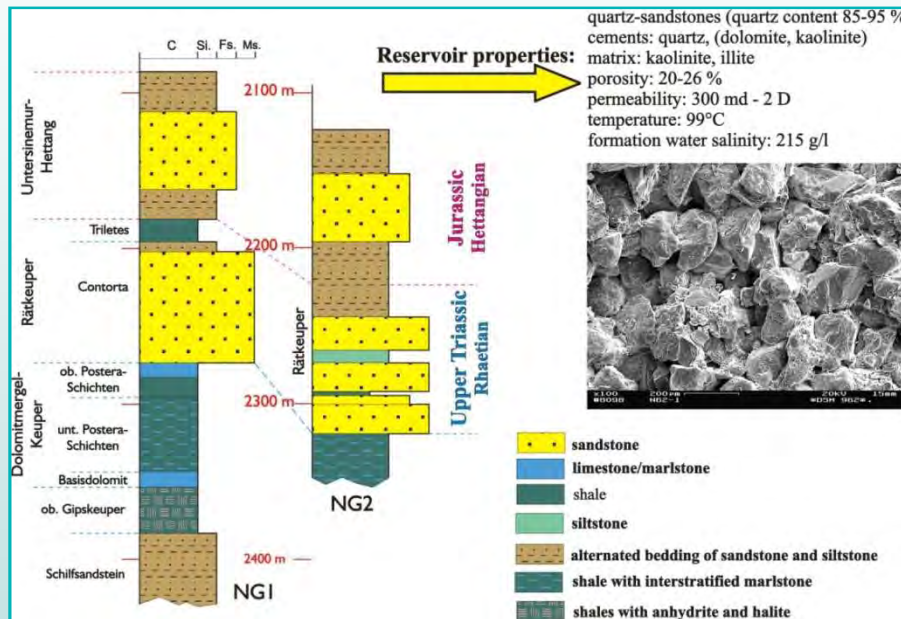
3. Prevention

- a. Construction phase: proper design and technical & geological supervision
- b. Operation phase:
 - Use of scaling inhibitors
 - Monitoring (incl. extensive determination of initial conditions at start; required key parameters and technical realization already described in a recently completed R&D project (GTN))

Summary “Reinjection problems”

Technical design

Reinjection without injection pumps can be achieved by a well construction adapted to the geological/reservoir conditions



Selection of the injection horizons and locking of the clay layers (blanks)

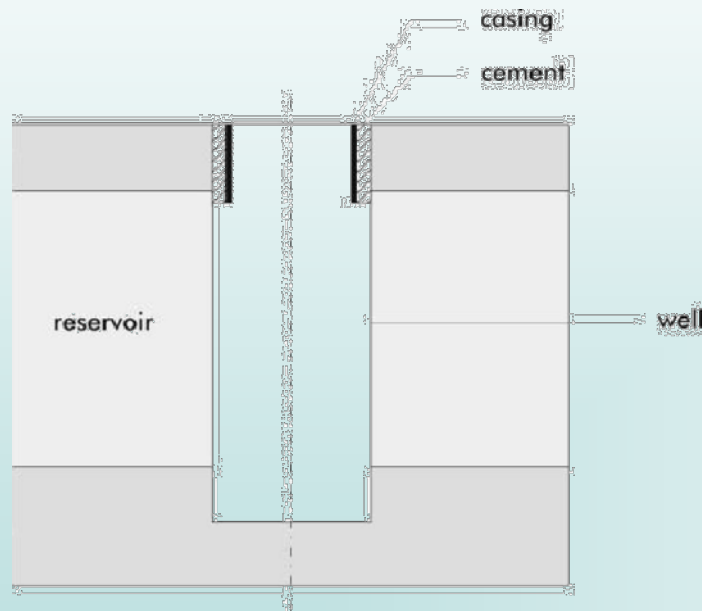
Screen completion with gravel pack (preferred variant)

Well construction I

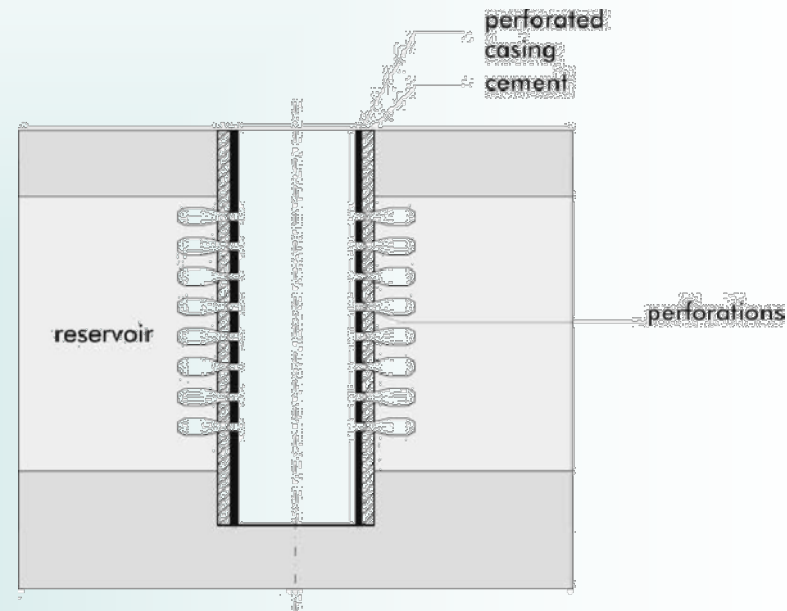
Technical design

More variants are **open- and cased-hole** installations for well compacted (consolidated) sandstones.

An advantage of the cased-hole variant is the good suitability for later treatment (setting of packer, etc.).



Open-hole completion



Cased-hole completion

Technical design

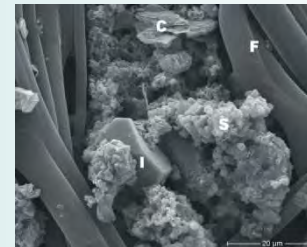
Filtration of the thermal water:

Filtration technique to be selected with due consideration of the

- pore radii distribution
- content of solid materials
- grain size distribution of the suspended solids

Surface of a loaded filter fabric
F-fiber; I-iron sulphide; S-scaling of clay; C-clay

Surface installation I



Filter unit (1...10 µm)

Technical design

- ✓ adequate material use
- ✓ nitrogen inertisation to prevent oxygen entry into the thermal water loop
- ✓ pressure maintenance above degassing/gas ex-solving point of all considerable gas components
- ✓ appropriate operation (avoidance of pressure peaks, control of p-T-conditions in thermal water loop)
- ✓ thermal water additives
- ✓ equipment for operational and chemical monitoring (early detection of potential chemical and hydraulic changes)

Surface installation II

Project examples & operational experience



Geothermal regions in Germany

Project examples & operational experience

25 years of reinjection at the Waren (Müritz) GHP

(60 m³/h; nitrogen inertisation, filtration (20/3 µm))

16 years of reinjection at Neustadt-Glewe GP

(110 m³/h; nitrogen inertisation, filtration (20/2 µm))

9 years of operation of the Berlin ATES

(100 m³/h; nitrogen inertisation, filtration (20/2 µm))

5 years of operation of the Neubrandenburg ATES

(100 m³/h; nitrogen inertisation, filtration (20/2 µm))

3 years of reinjection at the Unterhaching GP

(fractured carbonates, 430 m³/h; nitrogen inertisation, filtration (100 µm))

(+ Munich-Riem, Erding, Pullach, Unterschleißheim ... , all Bavaria)

Overview of some successfully operated reinjection sites

(GHP-Geothermal heating plant; GP- Geothermal heating and power plant;
ATES-Aquifer thermal energy storage)



Project examples & operational experience



Main building

Geothermal power and heating plant Neustadt-Glewe

Project examples & operational experience

Injection well

in operation since 1995

Geological formation:

Contorta

Depth:

2,200 m

Effective thickness:

71 m

Production temperature:

98°C

Injection temperature:

40°C to 80°C

Mineralisation:

220 g/l

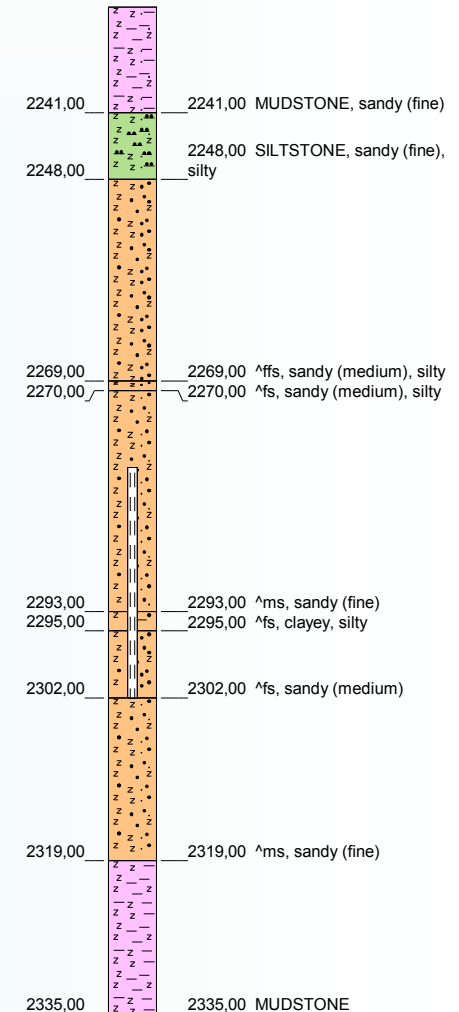
Injection flowrates:

up to 125 m³/h

Iron content (Fe²⁺):

82 mg/l

Water preparation: Filtration (20 / 2 µm); nitrogen inertisation



Project examples & operational experience



GP Neustadt-Glewe: Filter house 2

Project examples & operational experience

Results of inspection:

abt. 40% acid-soluble
components in the
underground screen section



Acidification
(„soft-acidising“)

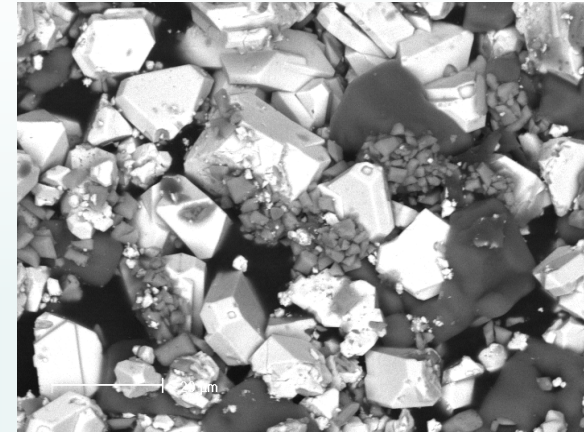
objective: pH 2-3
✓ 15 % hydrochloric acid

Elements:

Ca, O, Fe, Na, Pb,
Si, Sr, Ba

Minerals:

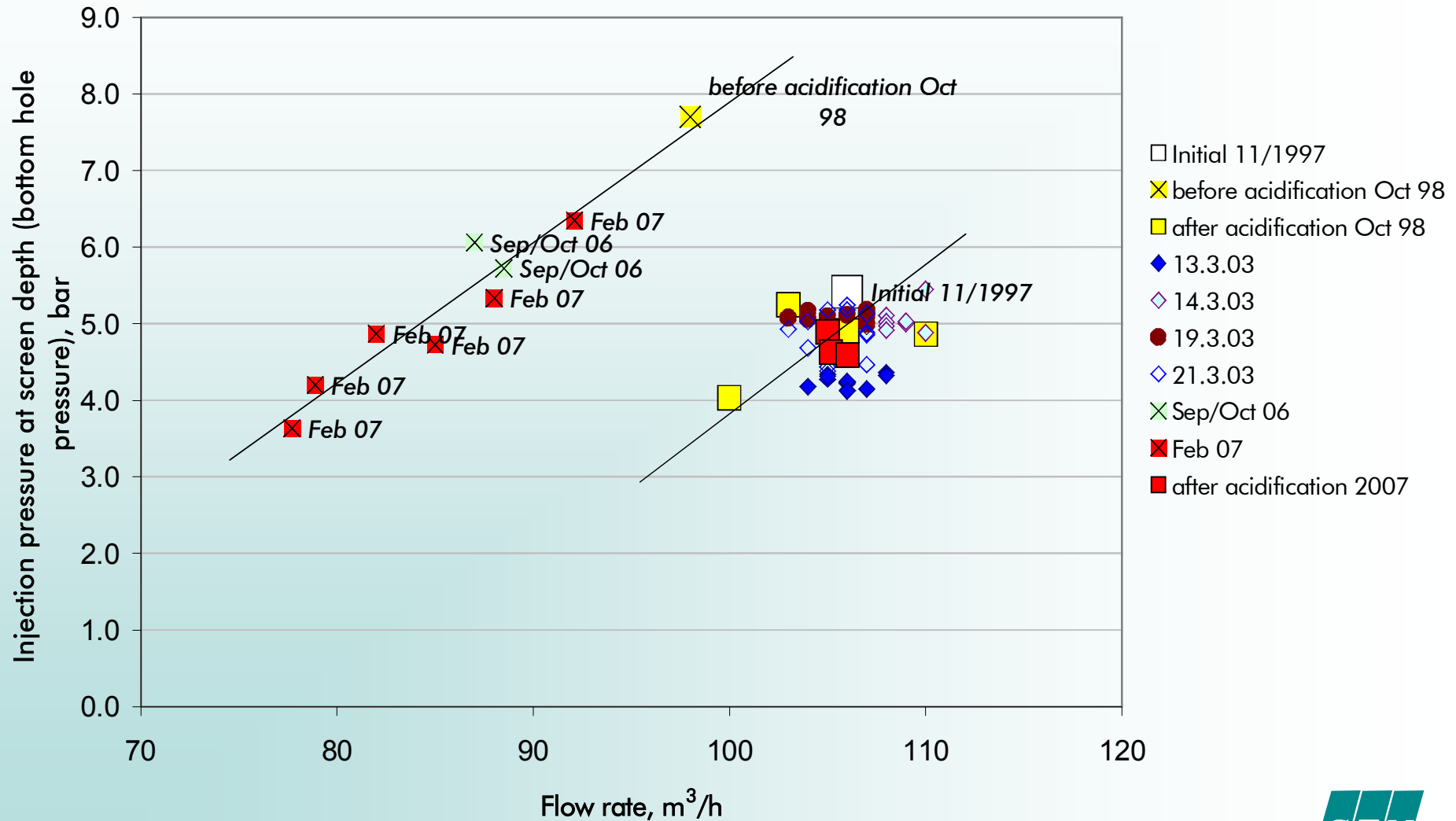
galenite, pyrite,
aragonite, baryte



GP Neustadt-Glewe: Soft-acidising in 1998

Project examples & operational experience

Determination of the injectivity - Neustadt-Glewe Geothermal Plant



Results of soft acidising in 1998 and 2007

Reinjection in sandstone: German experiences

- ✓ Injection of thermal waters into porous reservoirs is technically feasible but the exact knowledge of the geological parameters is essential for the successful implementation of a project.
- ✓ Planning requires close interlinking of technical and geological know-how (communication).
- ✓ The solutions are site-specific.
- ✓ Monitoring is a must for stable plant operation.

Summary I

Reinjection in sandstone: German experiences

- ✓ The data recorded during exploration/installation and the operational data (monitoring) are an essential prerequisite to be able to take adequate measures immediately once injectivity decreases.
- ✓ Recent studies confirm that the experience obtained from the operation of German geothermal plants can well be transferred to many other sites in Europe with analogous geological conditions.

Summary II

4.1.6 History of reinjection into porous geothermal reservoirs in Hungary

History of Reinjection into Porous Geothermal Reservoirs in Hungary

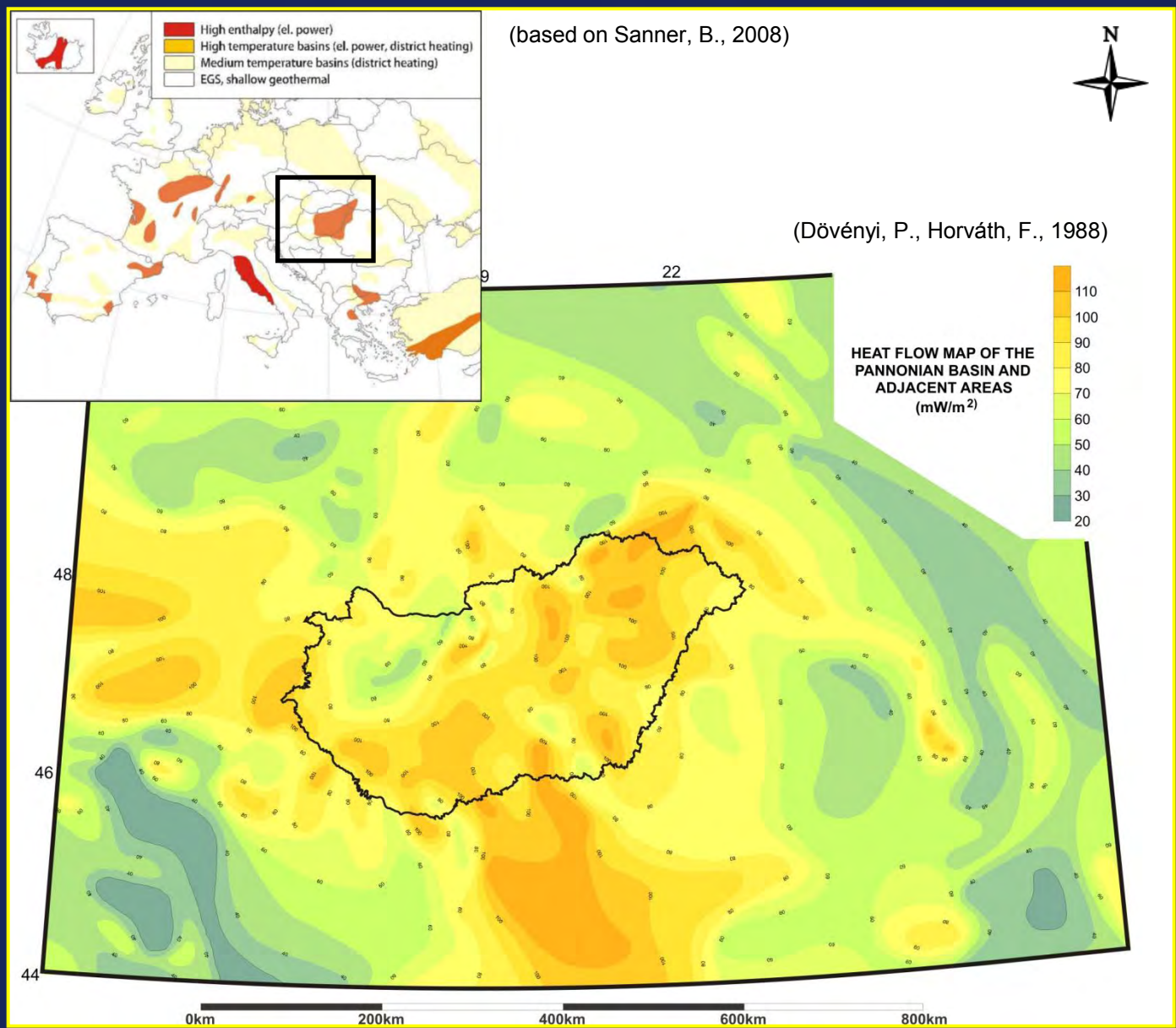
János Szanyi

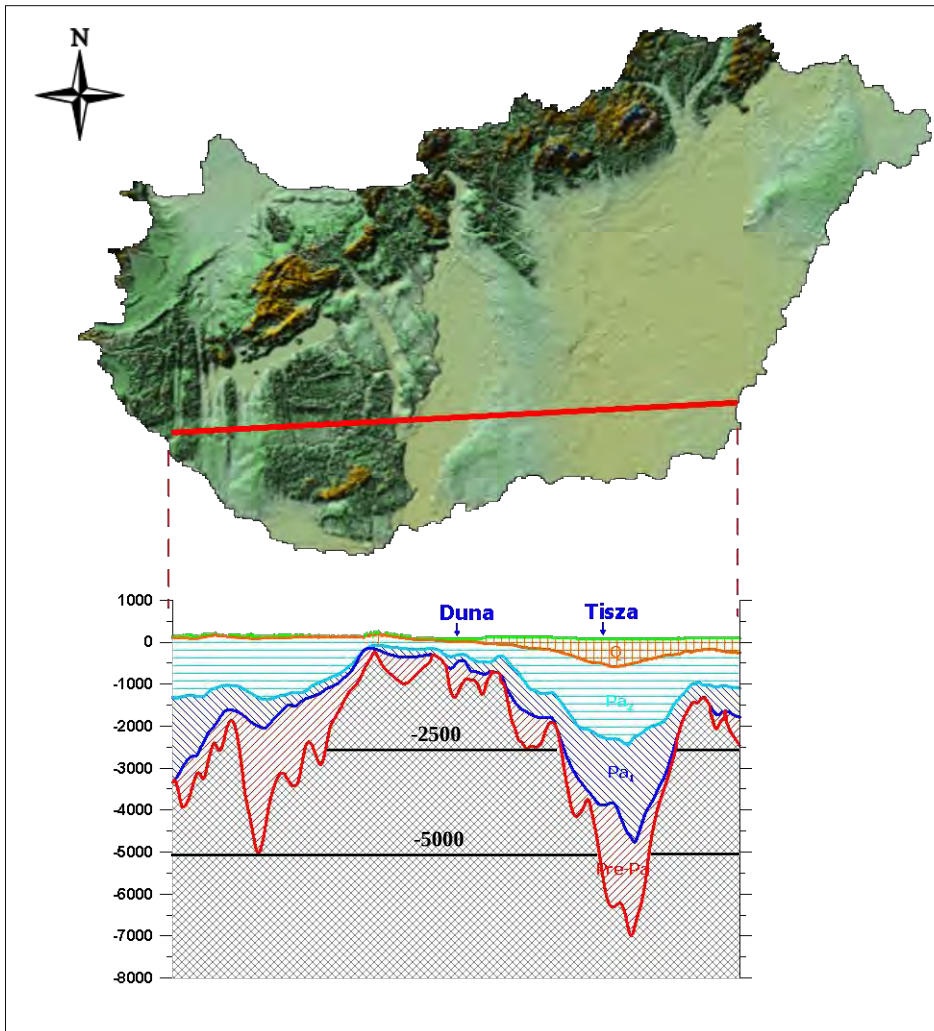
Geothermal Coordinating and Innovation Foundation

✉ szanyi@iif.u-szeged.hu

- General introduction of the geothermal potential in Hungary
- Short history of reinjection technology in Hungary
- Research (well testing and modelling)
- Preliminary results
- Future expectations
- Conclusions

Geothermal thematic map of Europe and Hungary

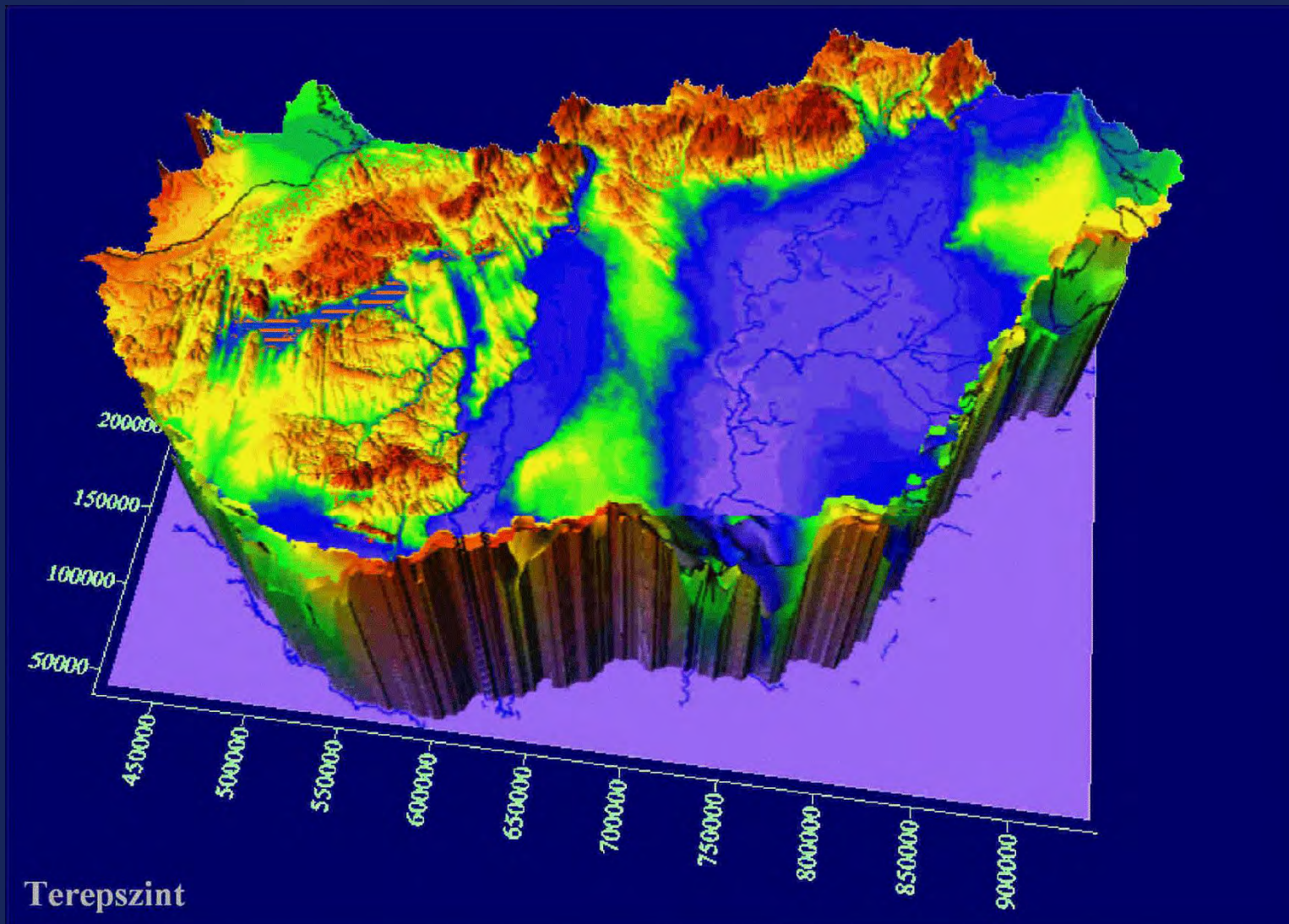




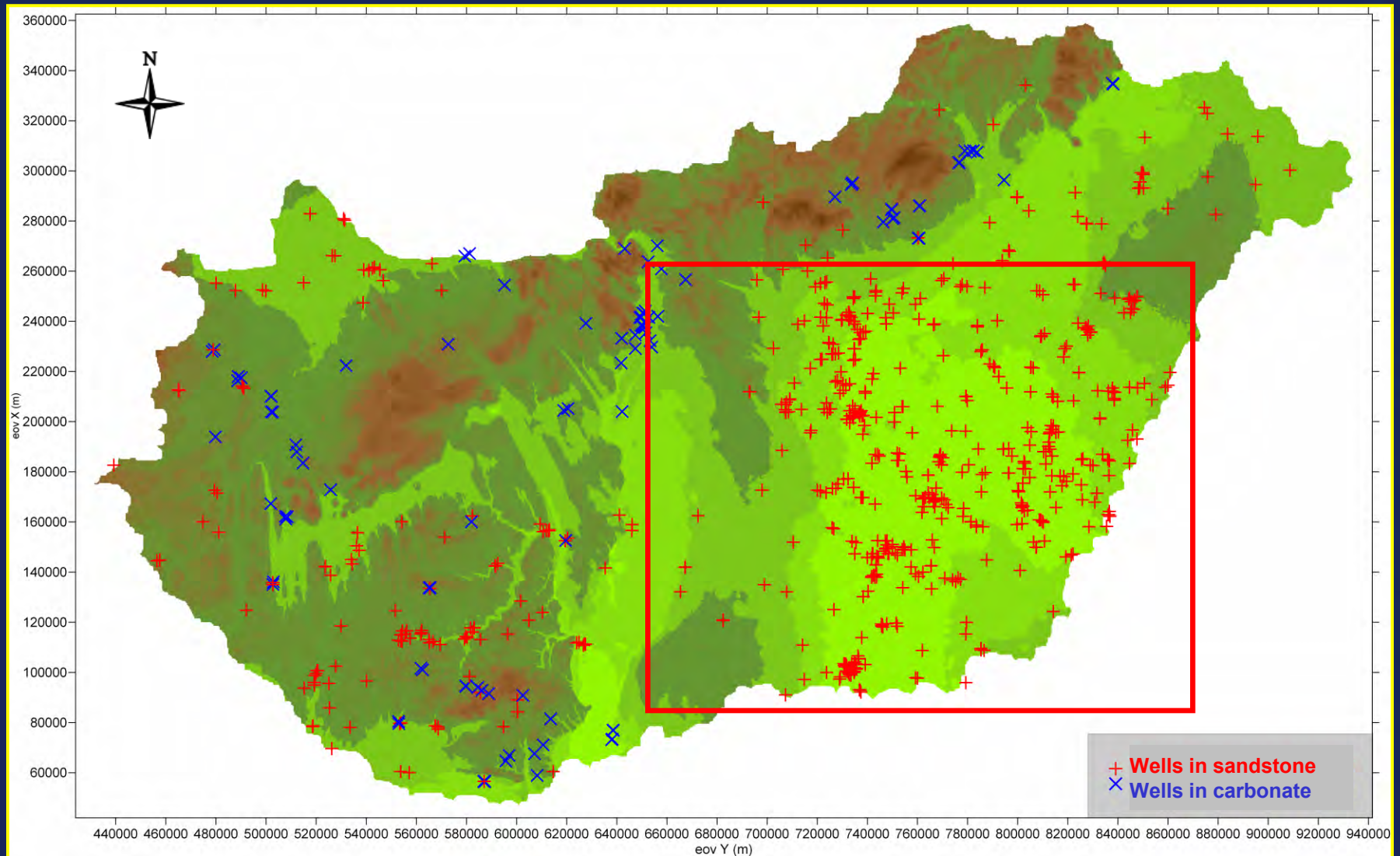
Due to plate tectonic events a quick subsidence of the surface occurred that made the Pannonian deep sea.

In the place of the former sea a huge sedimentary basin remained with sedimentary sequences up to 6-7,000 m thickness.

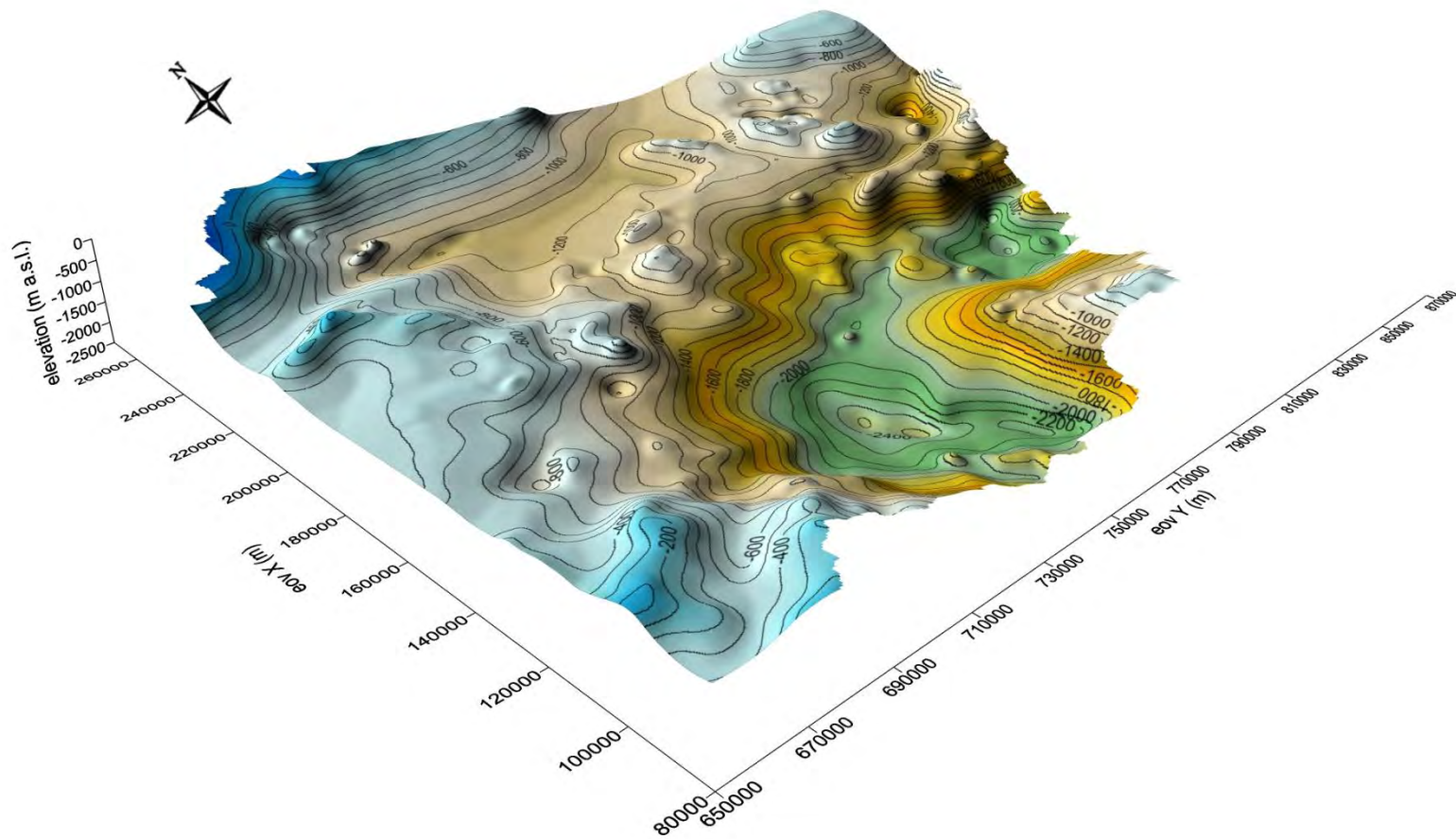
Geometry of hydrostatic units in Hungary



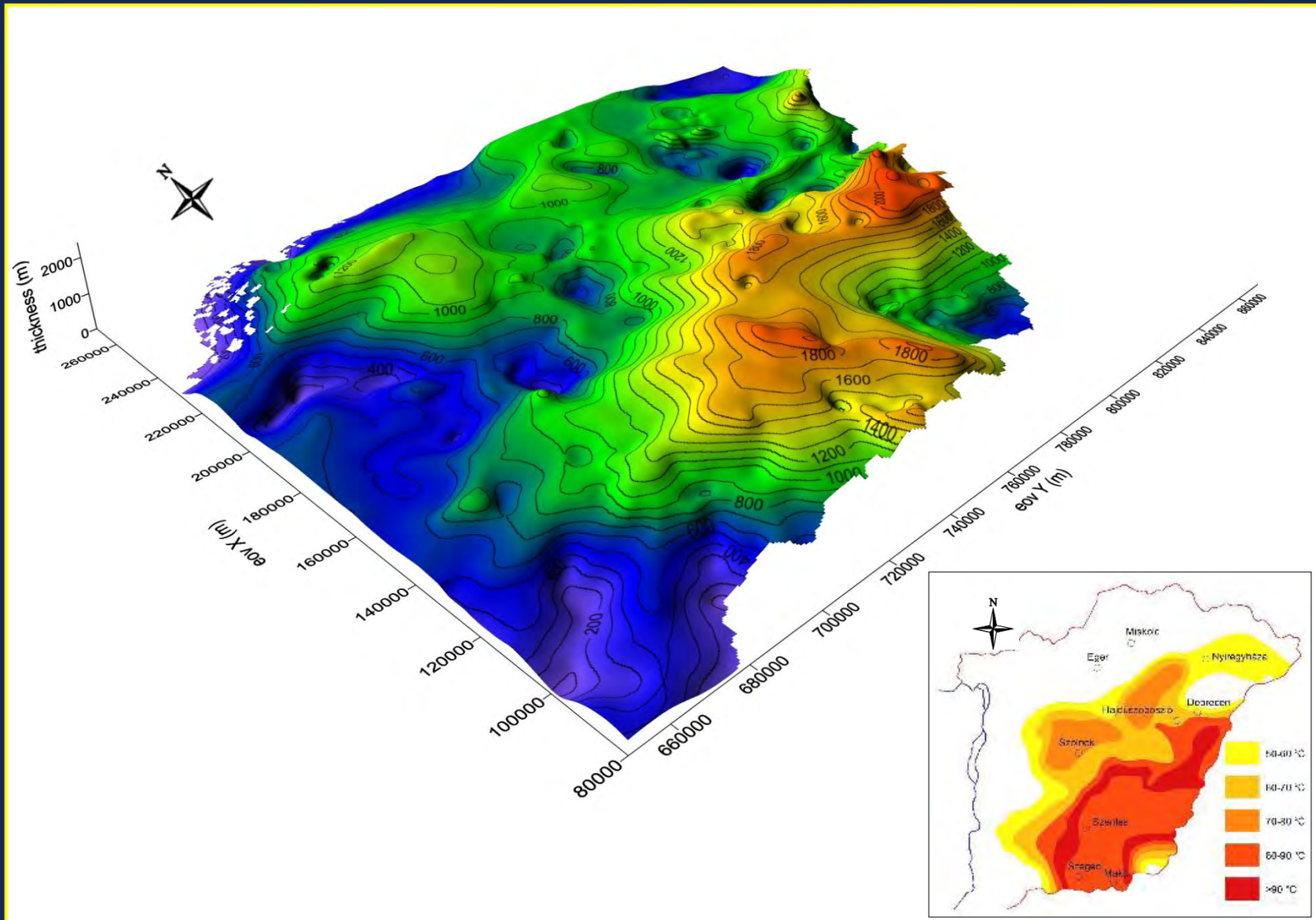
Locations of thermal wells



Bottom of the Upper Pannonian strata

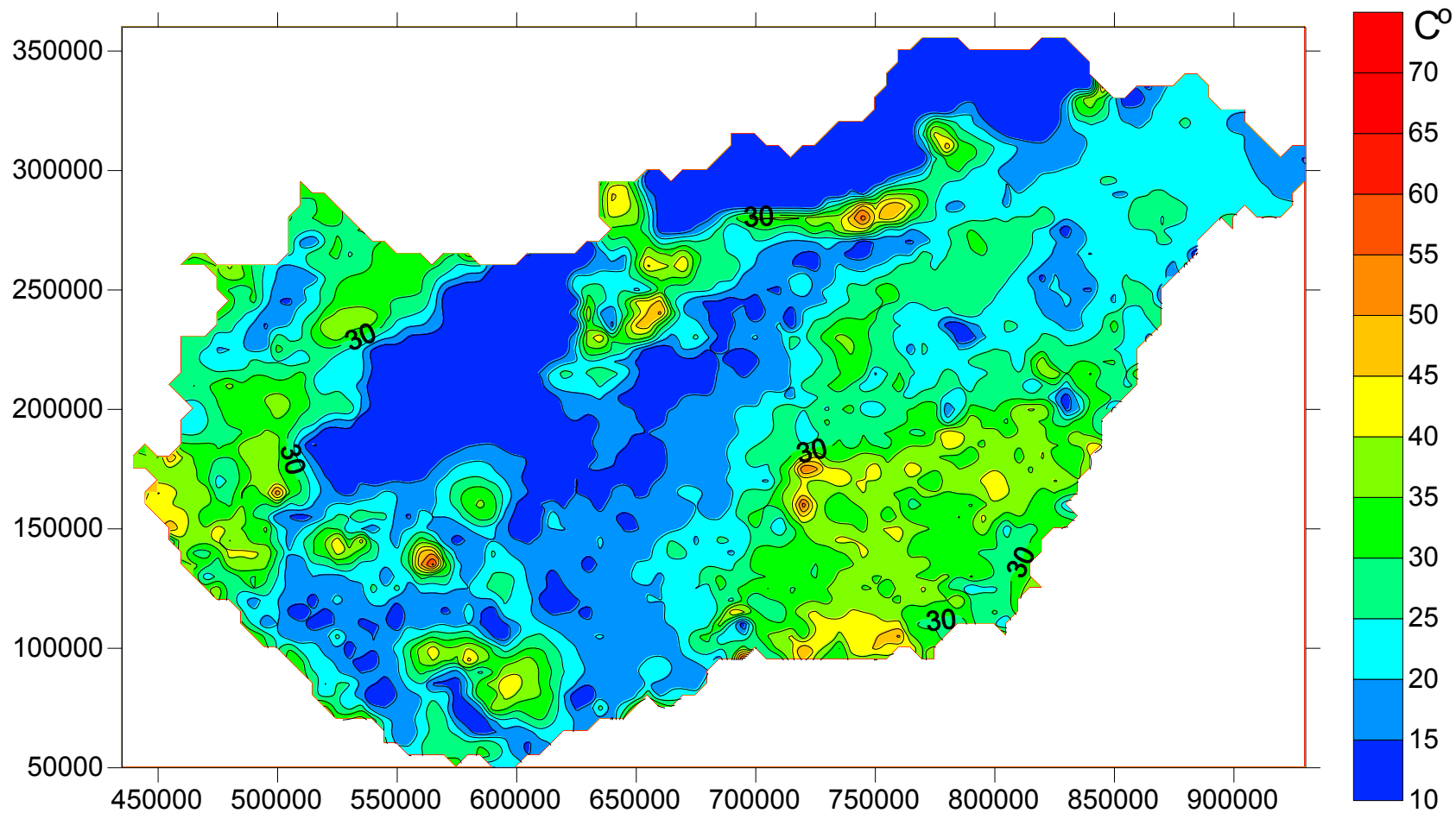


Thickness of the Upper Pannonian strata

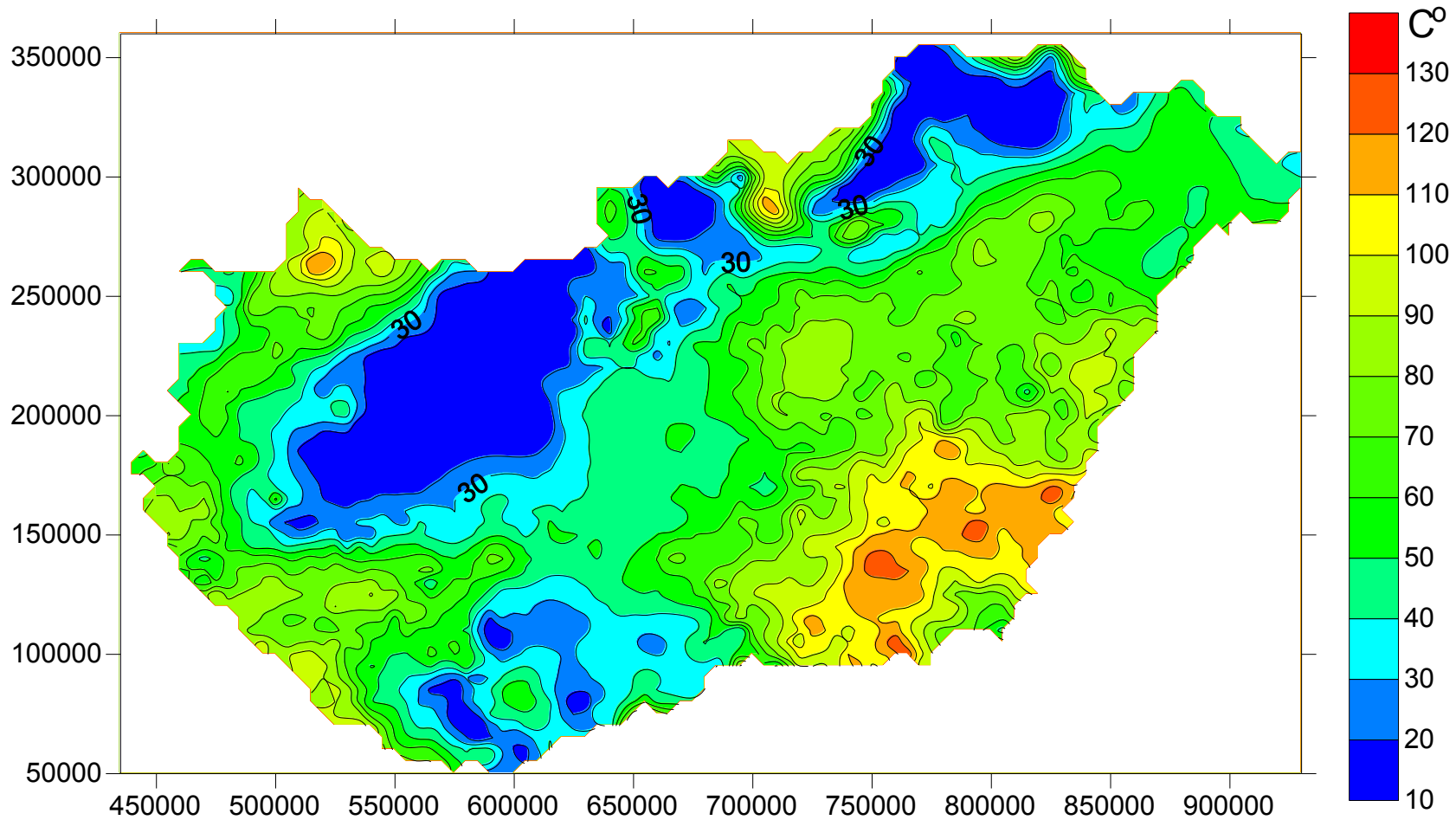


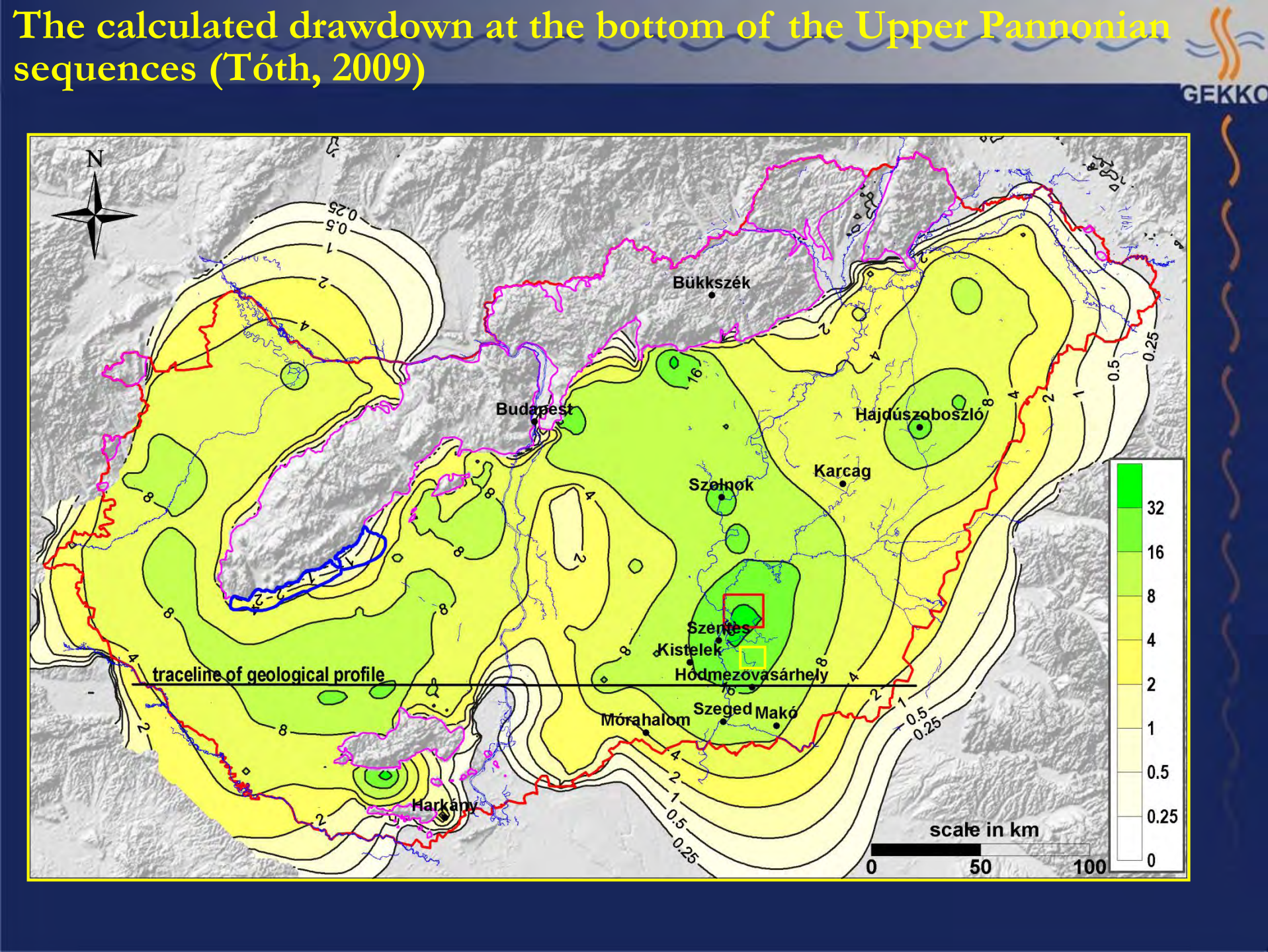
Temperature distribution on the bottom of the Quarter sequences

GEKKO



Temperature distribution on the bottom of the Upper Pannonian sequences





Thermal water wells in Hungary – state 01.01.2008.

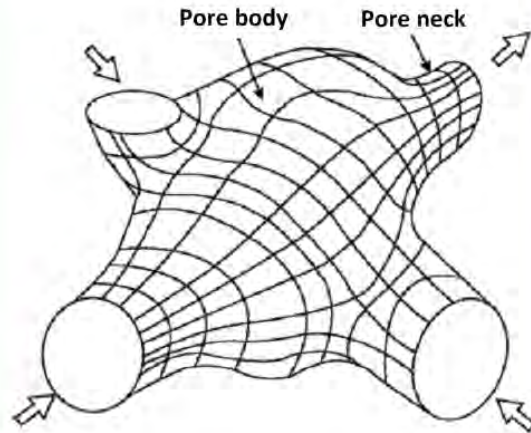
Surface water temperature (°C)	Utilization										No. of wells	Pct. %
	WS	SPA	AGR	IND	COMM	MULT	REINJ	OBS	CLOS	ELIM		
30 - 39,99	199	70	88	30	1	12	1	52	86	103	642	43,94
40 - 49,99	23	138	21	14	3	17		45	45	31	337	23,07
50 - 59,99	7	61	21	8	3	17	6	11	20	14	168	11,5
60 - 69,99		40	16	8	1	28	7	4	18	11	133	9,1
70 - 79,99		9	20	7	3	11	2	2	11	3	68	4,65
80 - 89,99		4	33	1	3	1	1	1	7	1	52	3,56
90 -99,99		6	40	1	4				3	3	57	3,9
>100			1			1			2		4	0,27
Summarised	229	328	240	69	18	87	17	115	192	166	1461	100
Percentage %	15,67	22,4	16,5	4,7	1,23	5,95	1,16	7,9	13,14	11,4		
Producing well%	23,58	33,8	24,7	7,1	1,85	8,96					971	66,5

WS: water supply; **SPA:** thermal spas and hospitals; **AGR:** agricultural; **IND:** industrial; **COMM:** communal space heating; **MULT:** multiple-purpose; **REINJ:** reinjection wells; **OBS:** observation boreholes; **CLOS:** closed; **ELIM:** eliminated

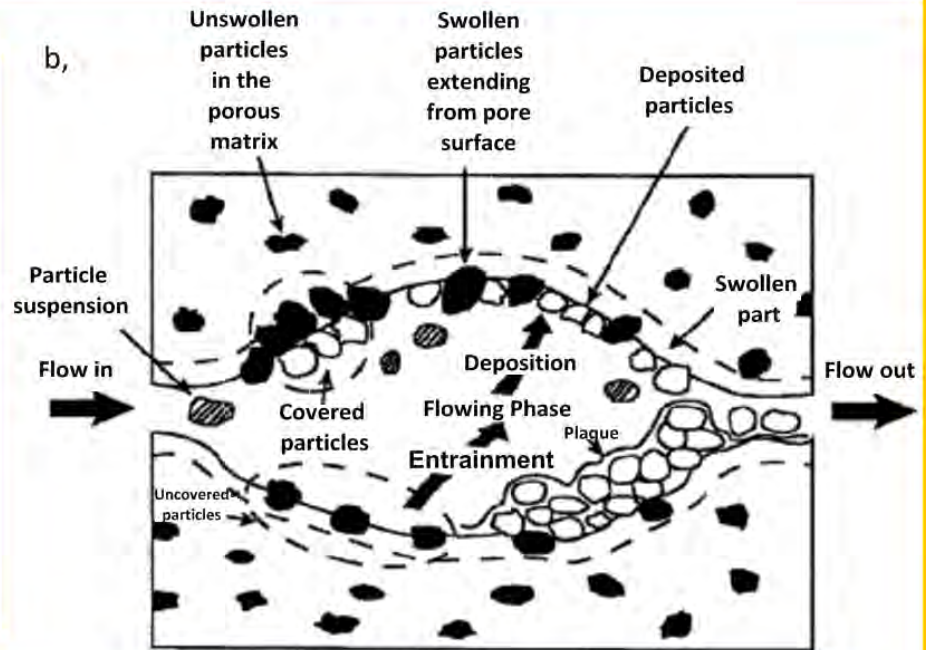
Certificated medicinal water(2005):151 wells in 103 localities + Lakespring Hévíz + 4 groups of springs in Budapest and 2 groups of springs in Eger

Processes of the plugging (based on Civan, 2007)

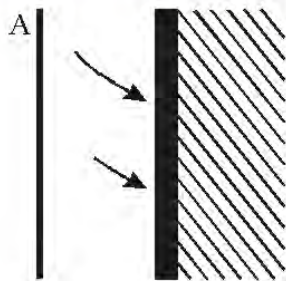
a,



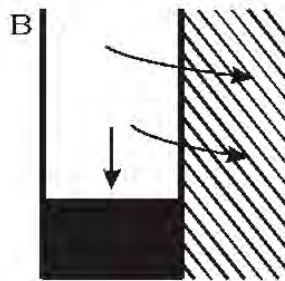
b,



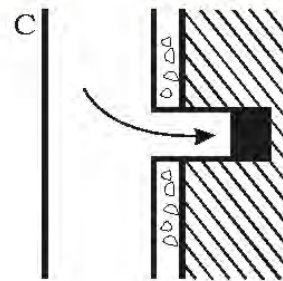
c,



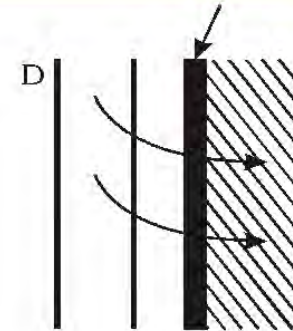
Well Bore Narrowing



Well Bore Fill-up

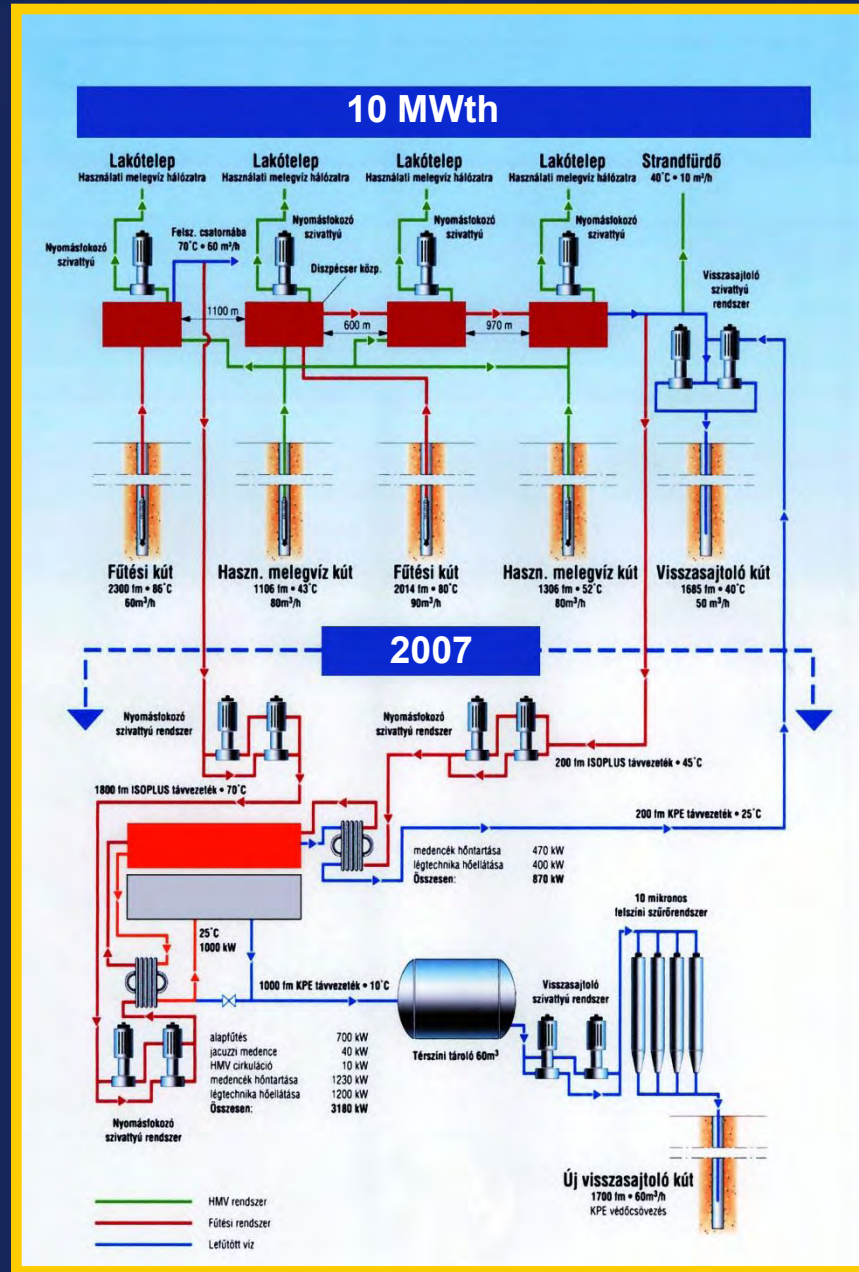


Perforation Plugging



Formation Invasion

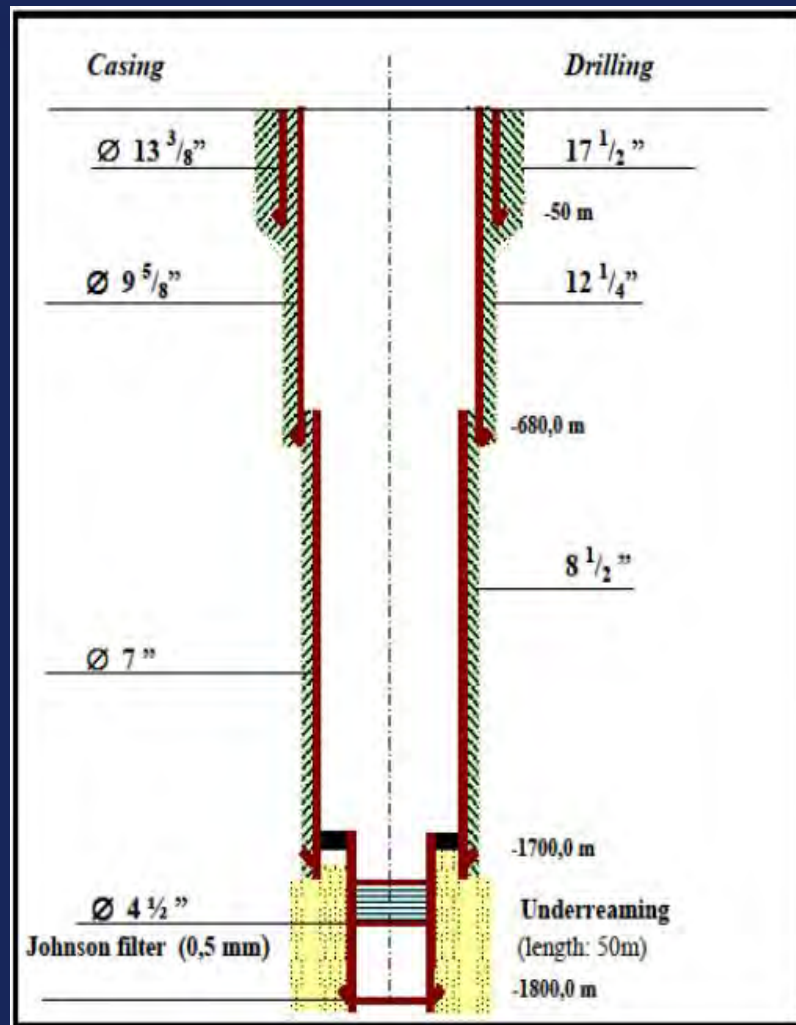
Existing method of reinjection



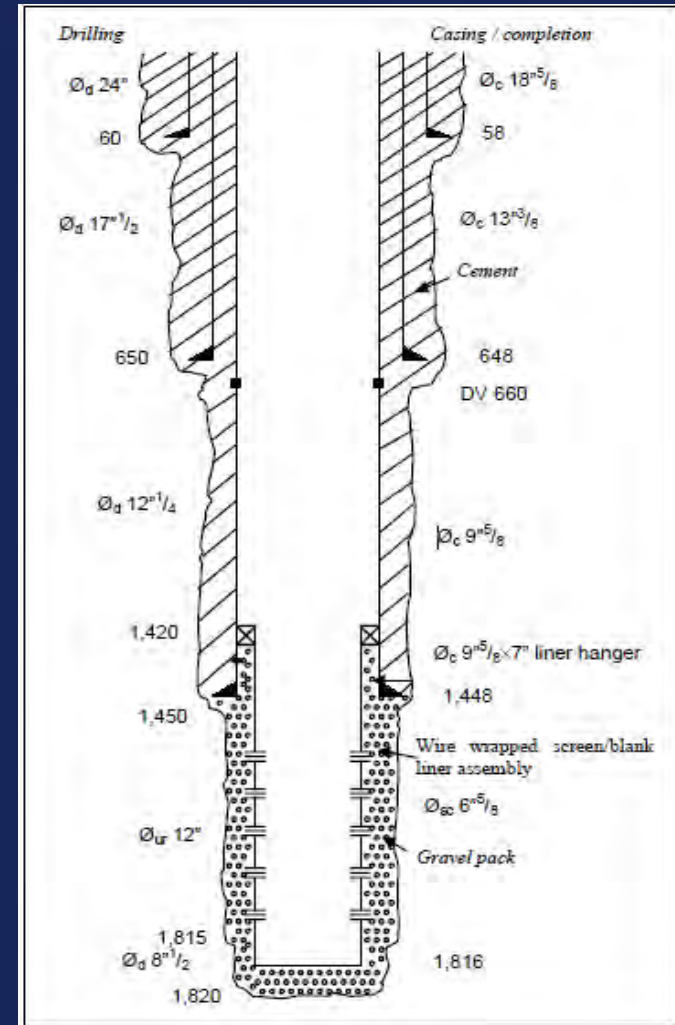
The surface filter system



Construction of reinjection wells

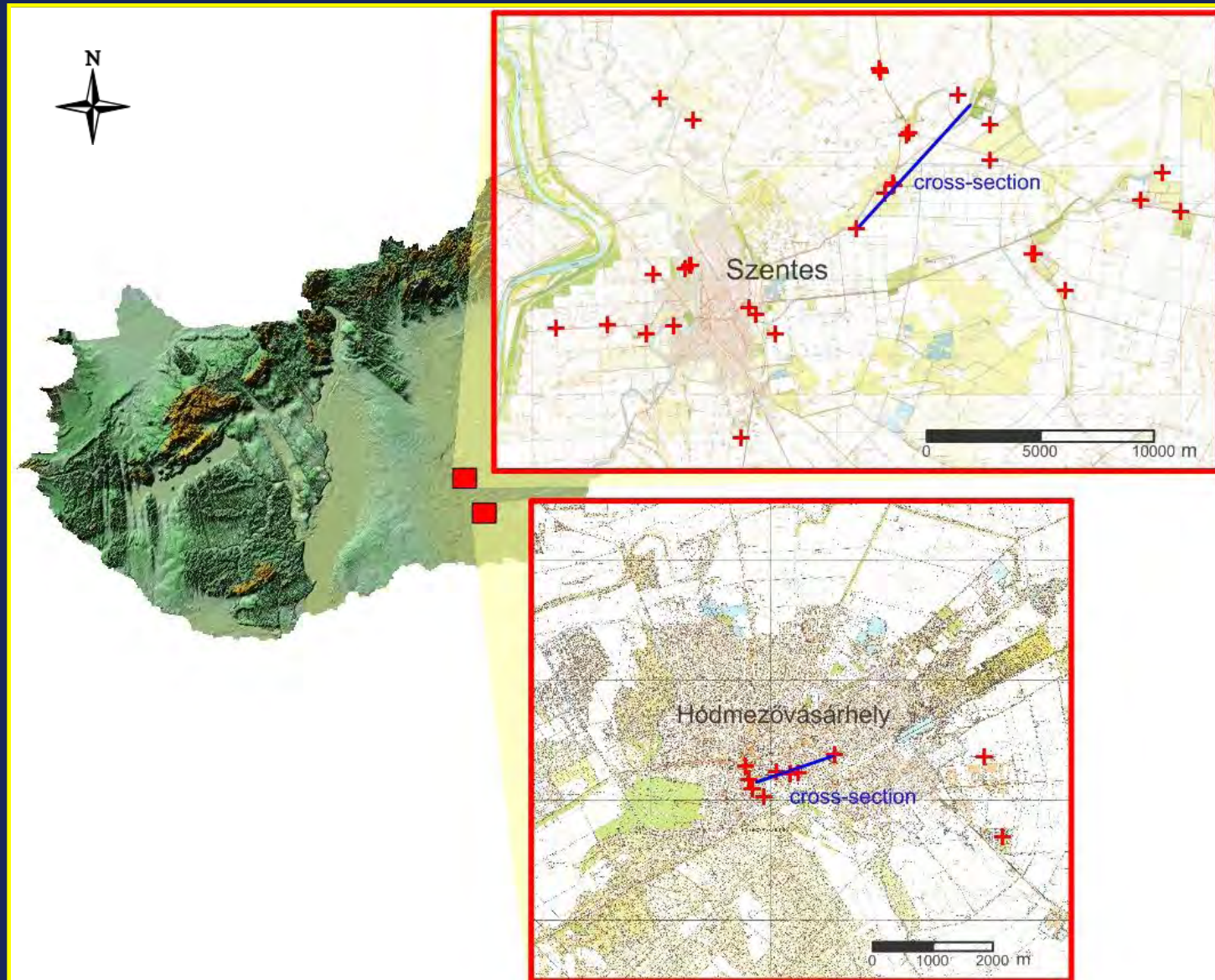


Existing reinjection wells

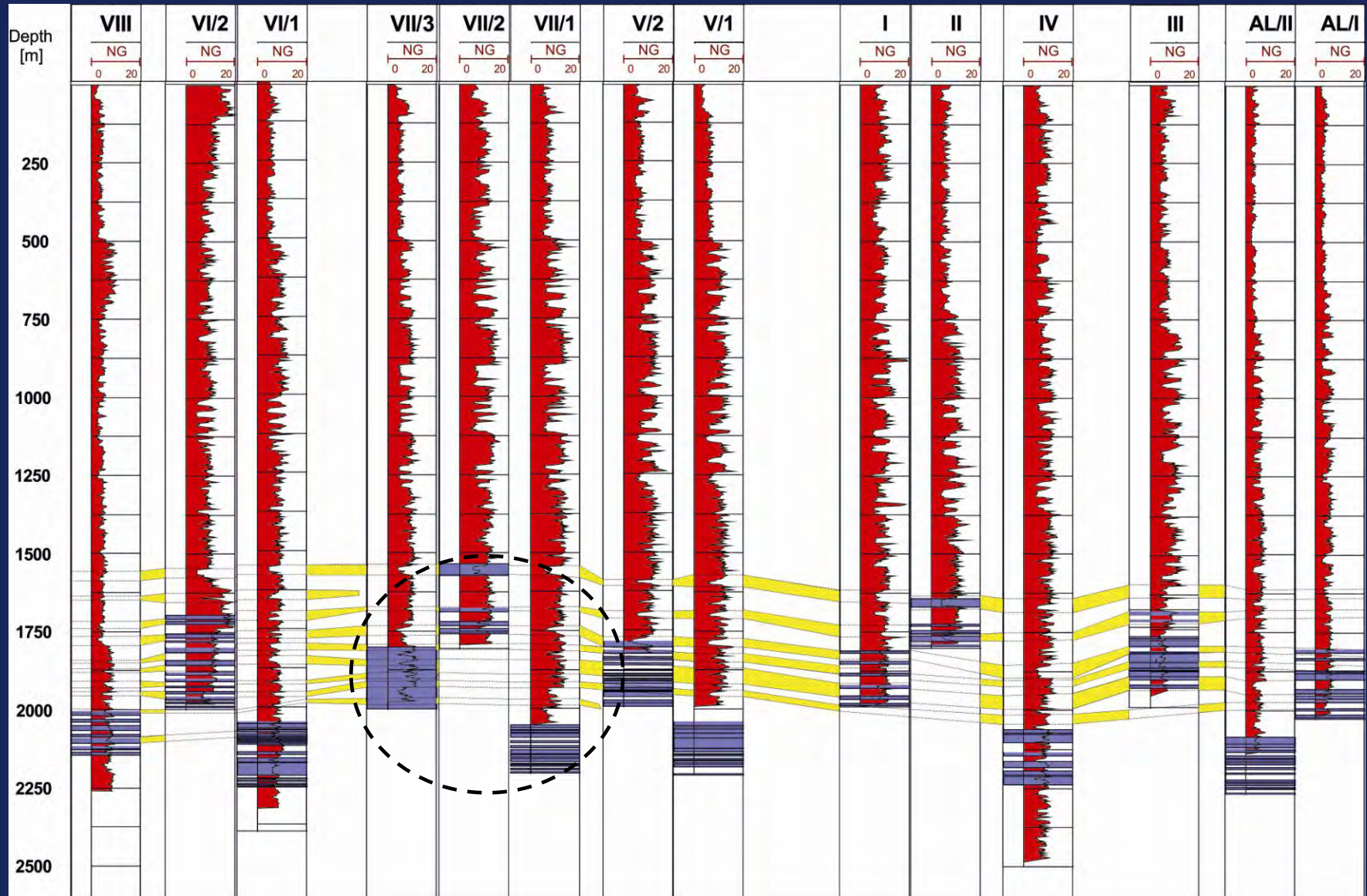


Recommended reinjection wells
(Antics, 2002)

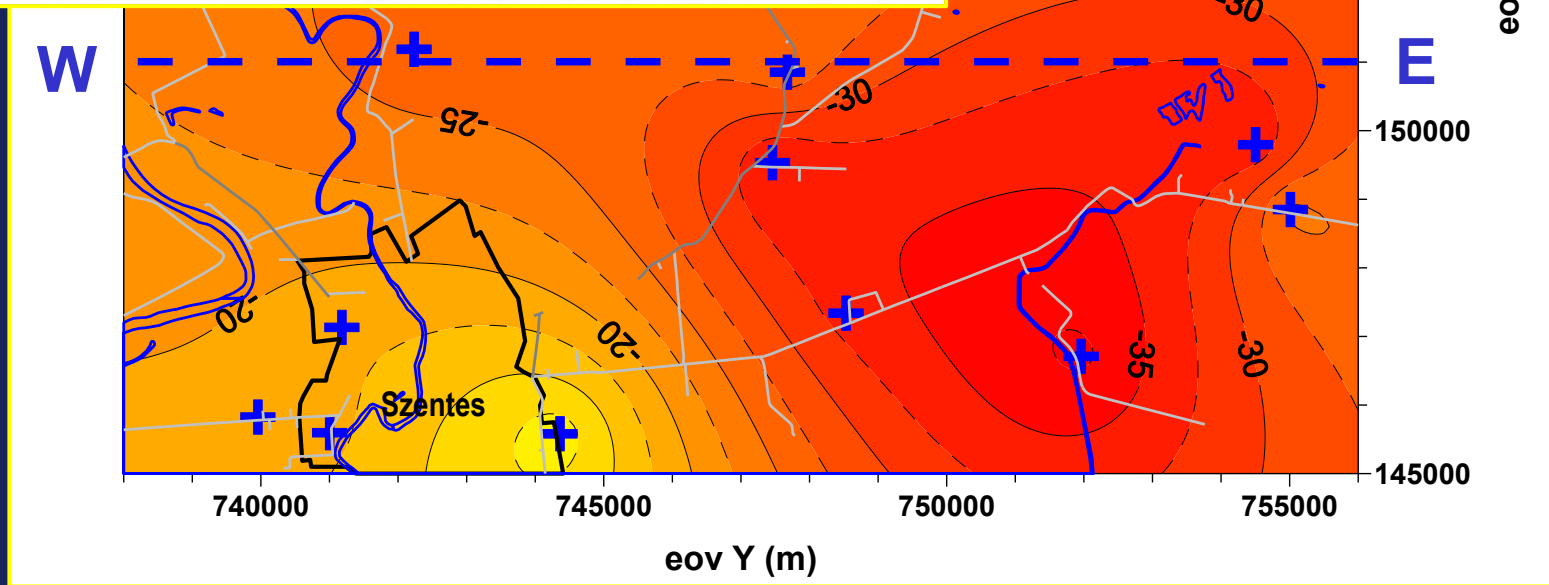
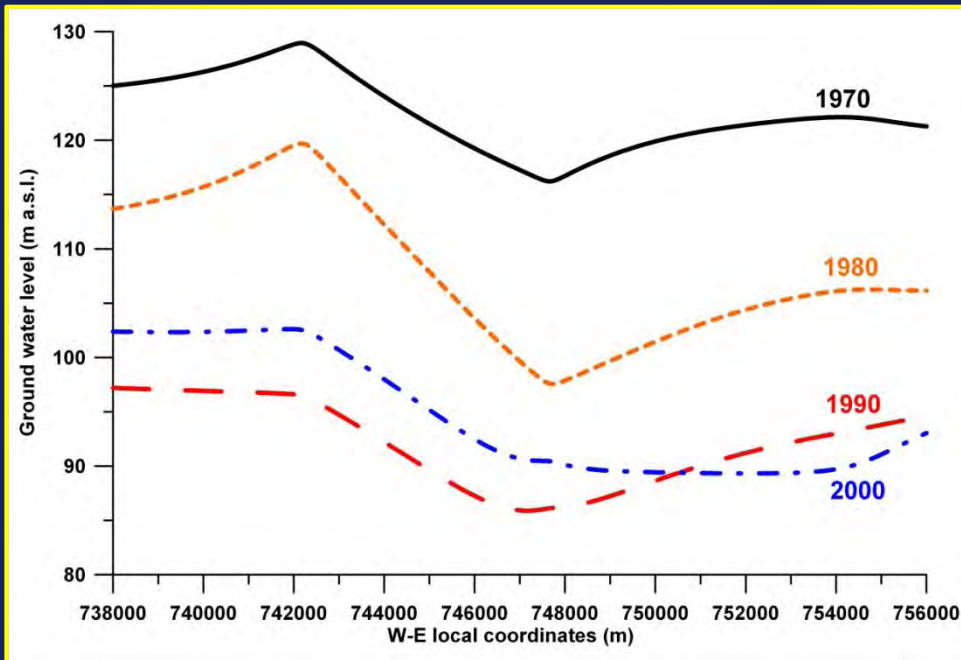
Location of the investigated areas



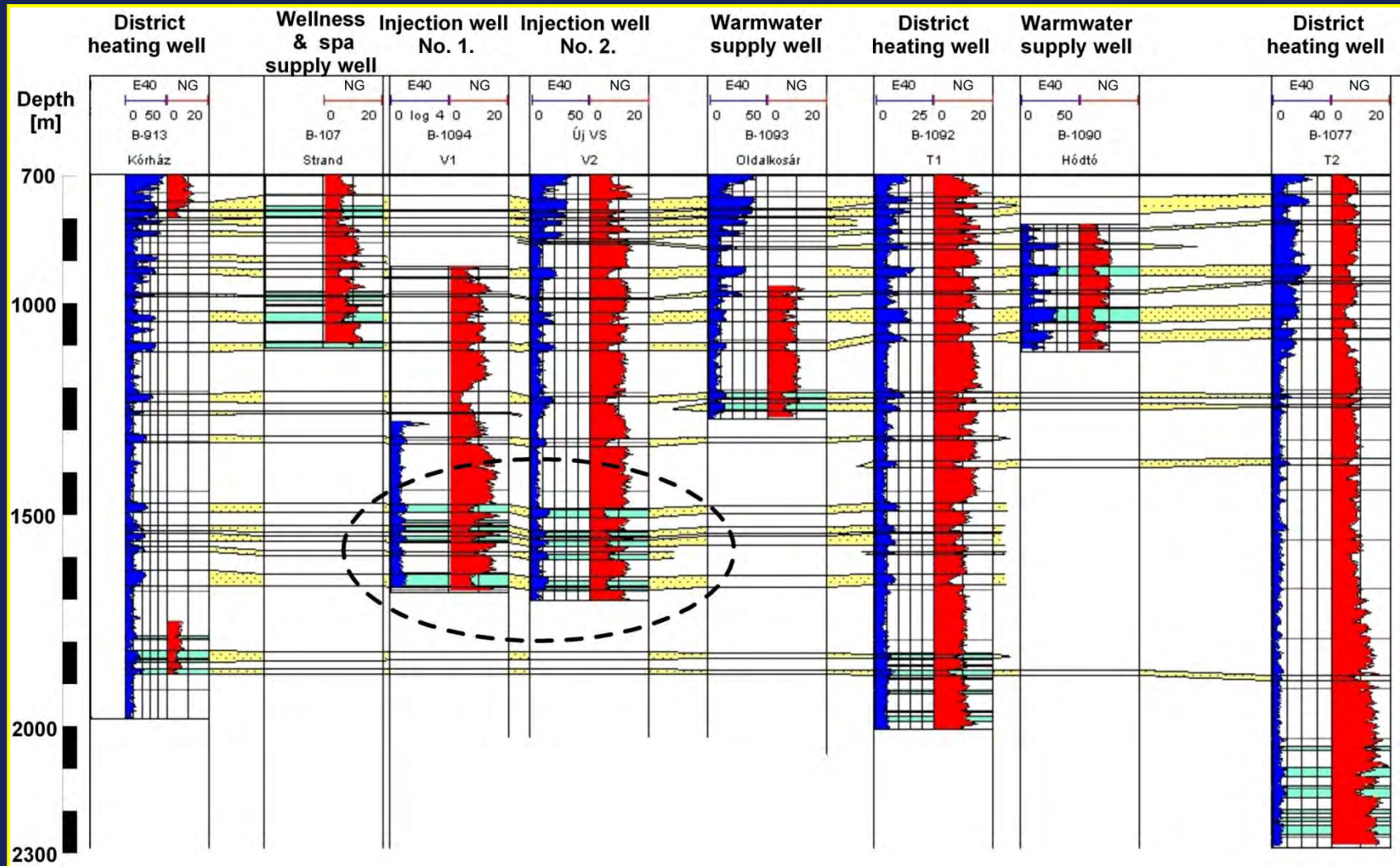
Geophysical cross-correlated profiles in the Szentes area



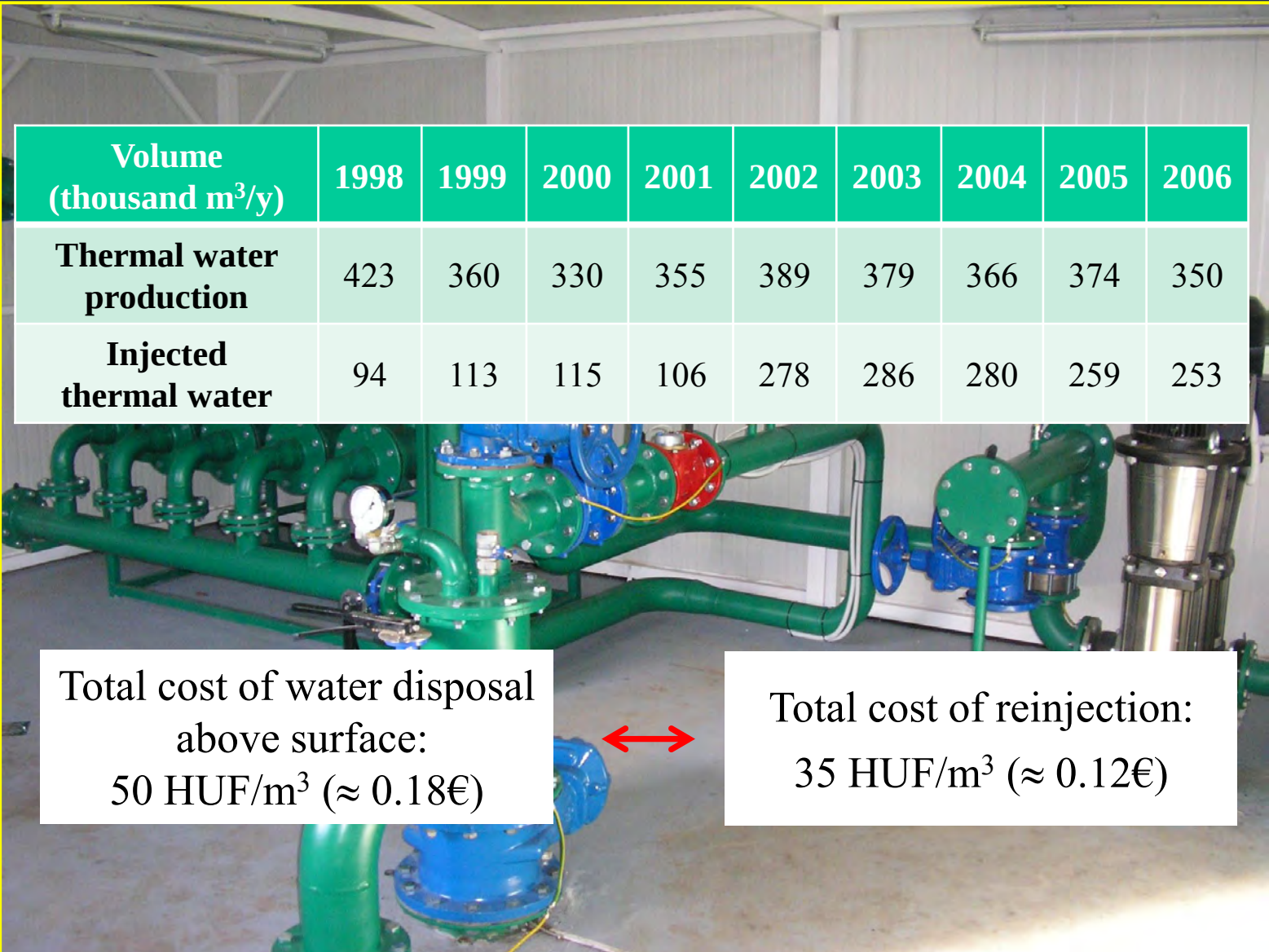
The change of the Szentes drawdown from the 1970's along an WE profile and the shape of depression cone in 2000



Geophysical cross-correlated profiles in the Hódmezővásárhely area



Comparison of exploited and injected thermal water volume at Hódmezővásárhely site-I.



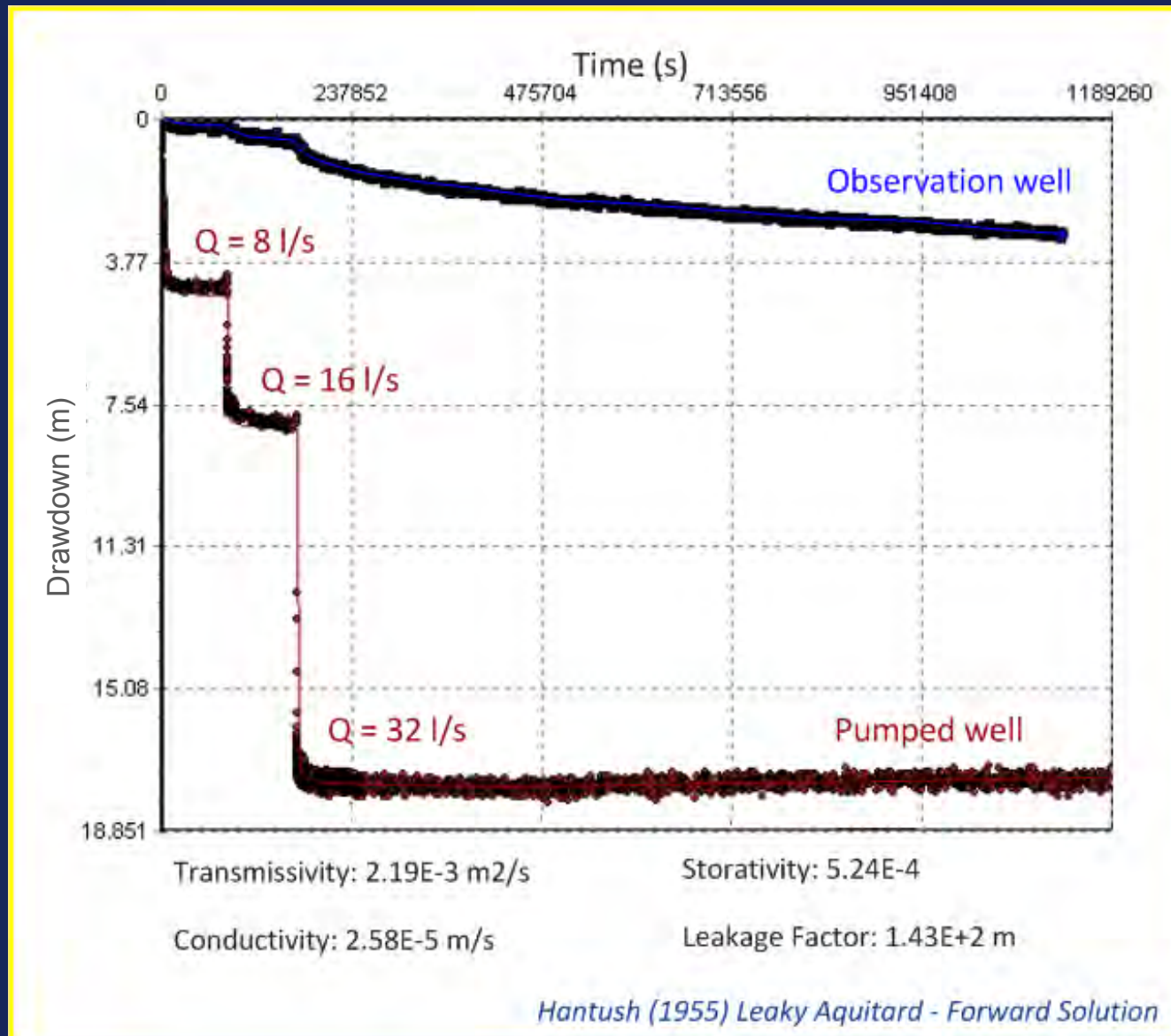
Volume (thousand m ³ /y)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Thermal water production	423	360	330	355	389	379	366	374	350
Injected thermal water	94	113	115	106	278	286	280	259	253

Total cost of water disposal
above surface:
50 HUF/m³ ($\approx$ 0.18€)

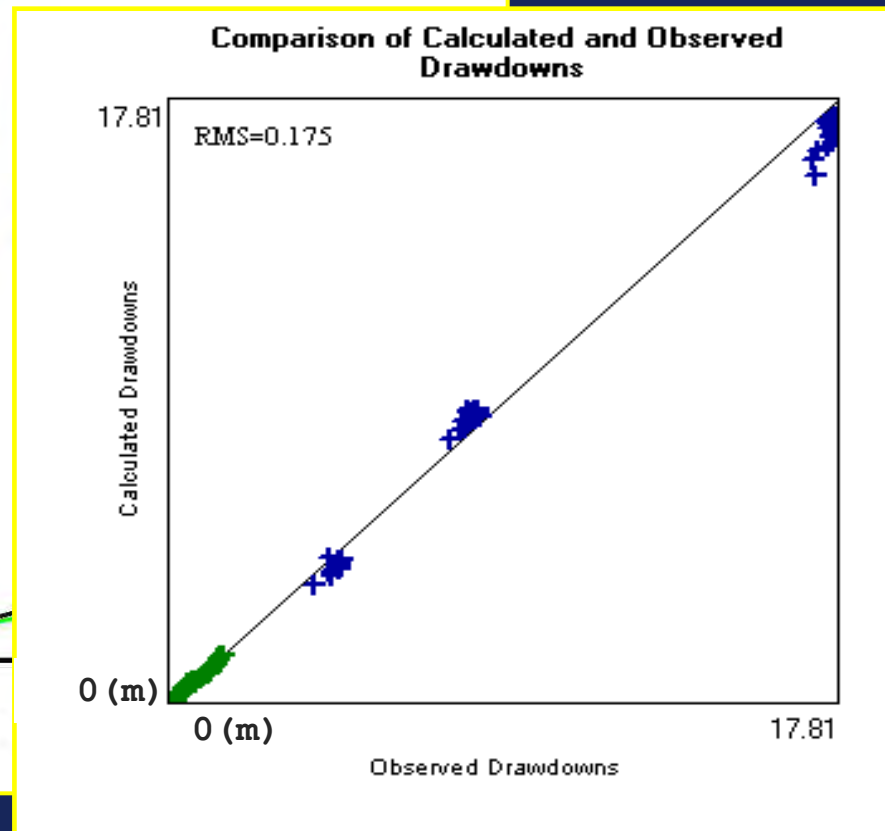
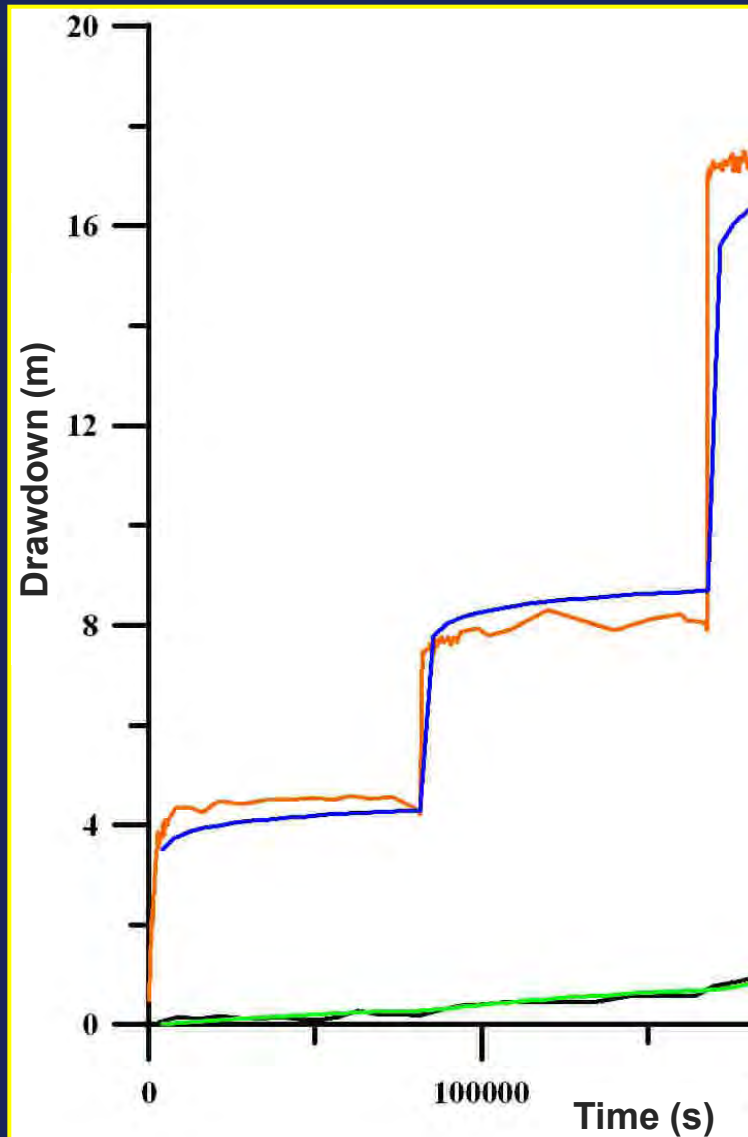


Total cost of reinjection:
35 HUF/m³ ($\approx$ 0.12€)

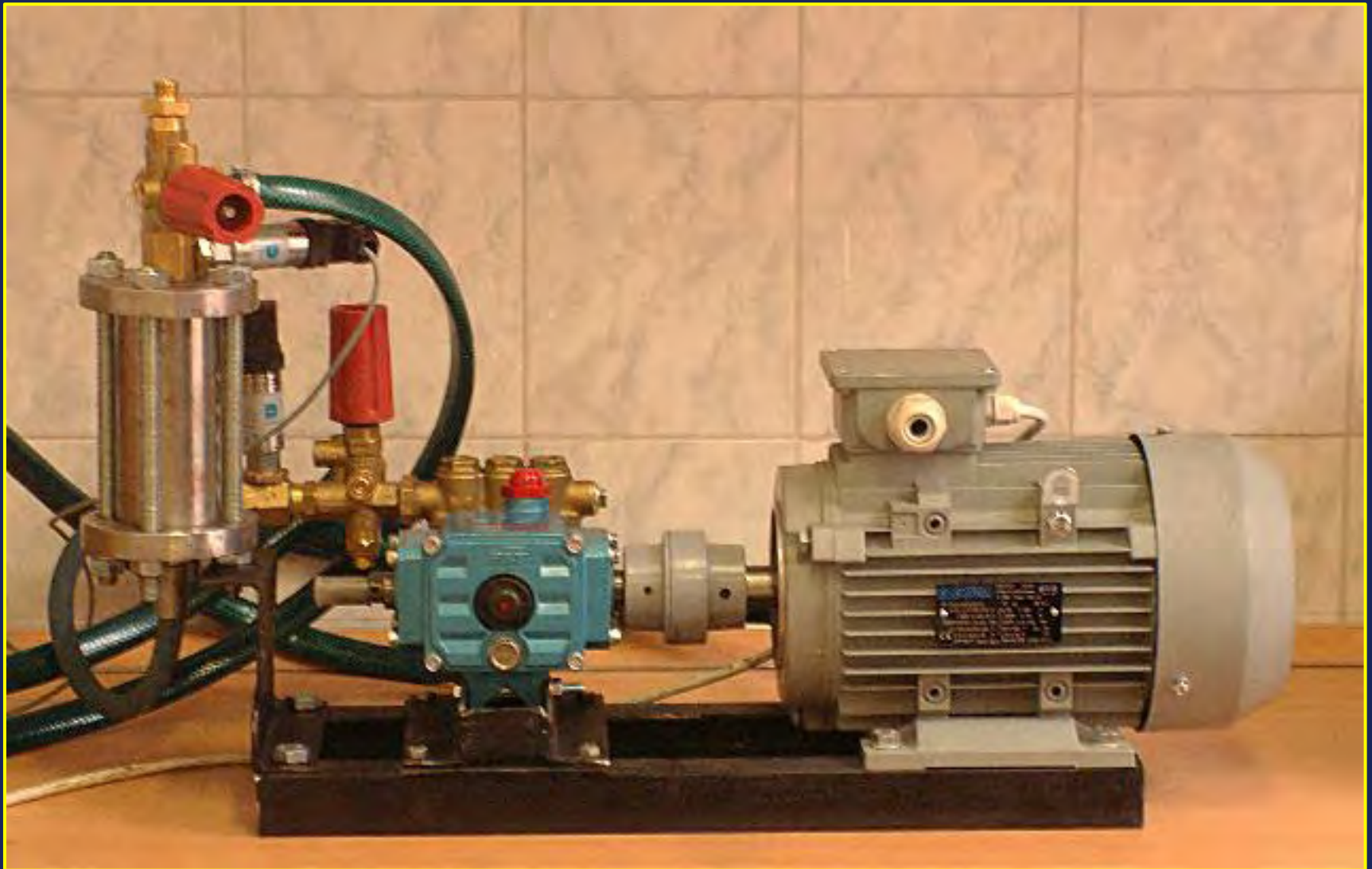
Determination of hydrogeological parameters by 3 steps pumping test



Model calibration



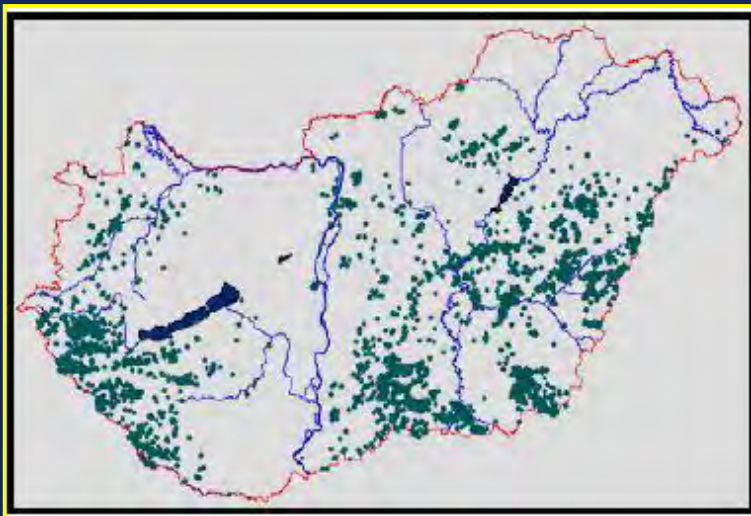
New instrument for the measurement of plugging



Future tasks



to improve efficiency



to use abandoned hydrocarbon wells (>3000)



to build new projects

- The calculations and test results show that geothermal operation in the area has long term hydraulic effect on the aquifer
- A sustainable aquifer management is needed because thermal water withdrawal has significant vertical affects
- Both theoretical studies and field experience clearly demonstrate the beneficial effects of reinjection, thus reinjection is considered to be an essential part of good field management.
- Reinjection is considered an additional cost to geothermal operations. However a proper cost analysis over the whole lifetime of the reservoir will most likely reveal that exploitation with reinjection is a more economical alternative than operating without reinjection. The reason for this is simply that, without reinjection, only a small fraction of the thermal energy available in the reservoir can be recovered.

4.1.7 Feed-in-tariffs regarding geothermal energy - German Renewable Energy Act



Feed-in-tariffs regarding geothermal energy

German Renewable Energy Act

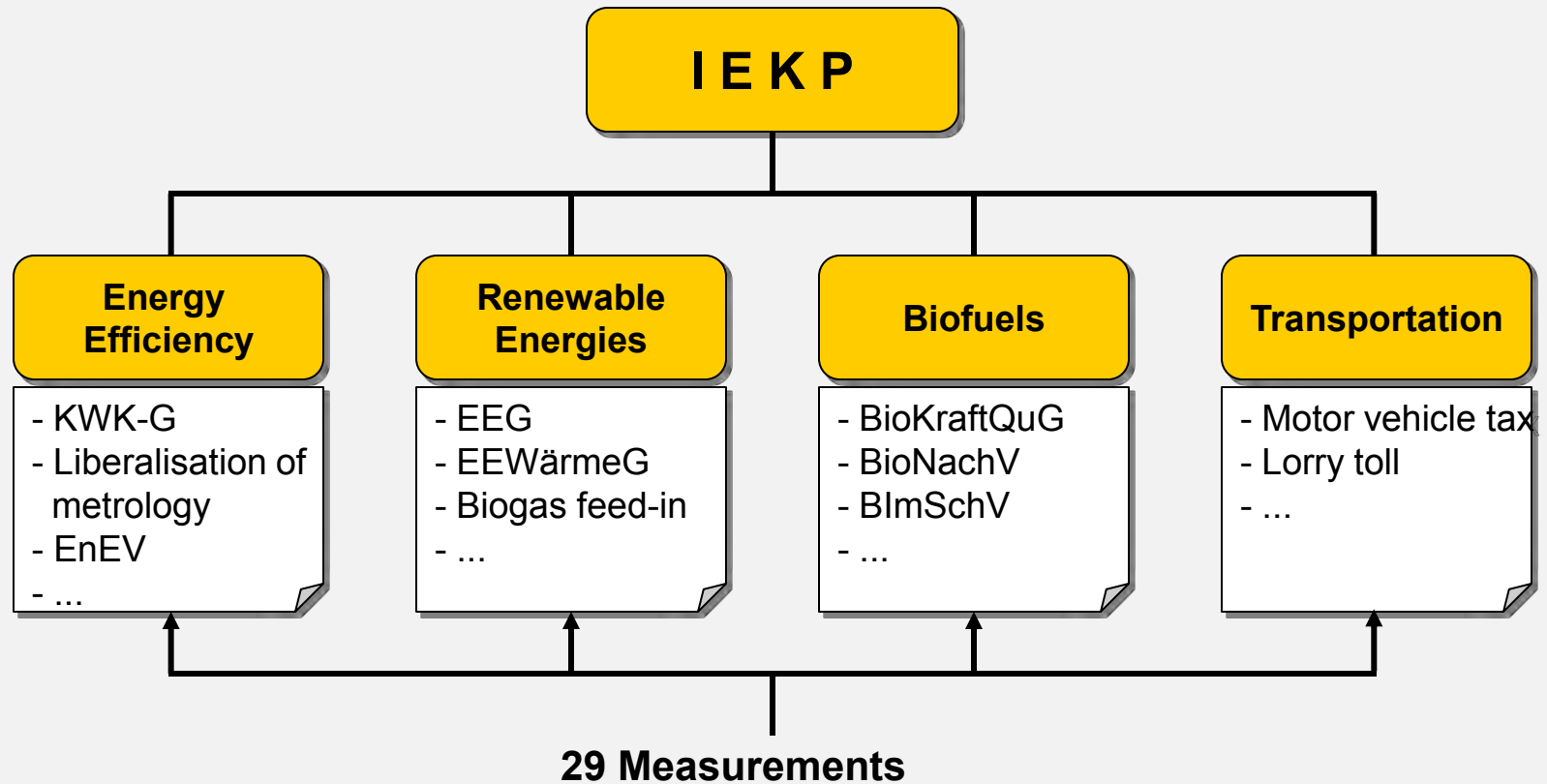
Budapest, 17 February 2011

**Attorneys
Auditors
Tax Consultants
Business Consultants**

Renewable Energy Act (EEG)

Integrated Energy and Climate Programme (IEKP)

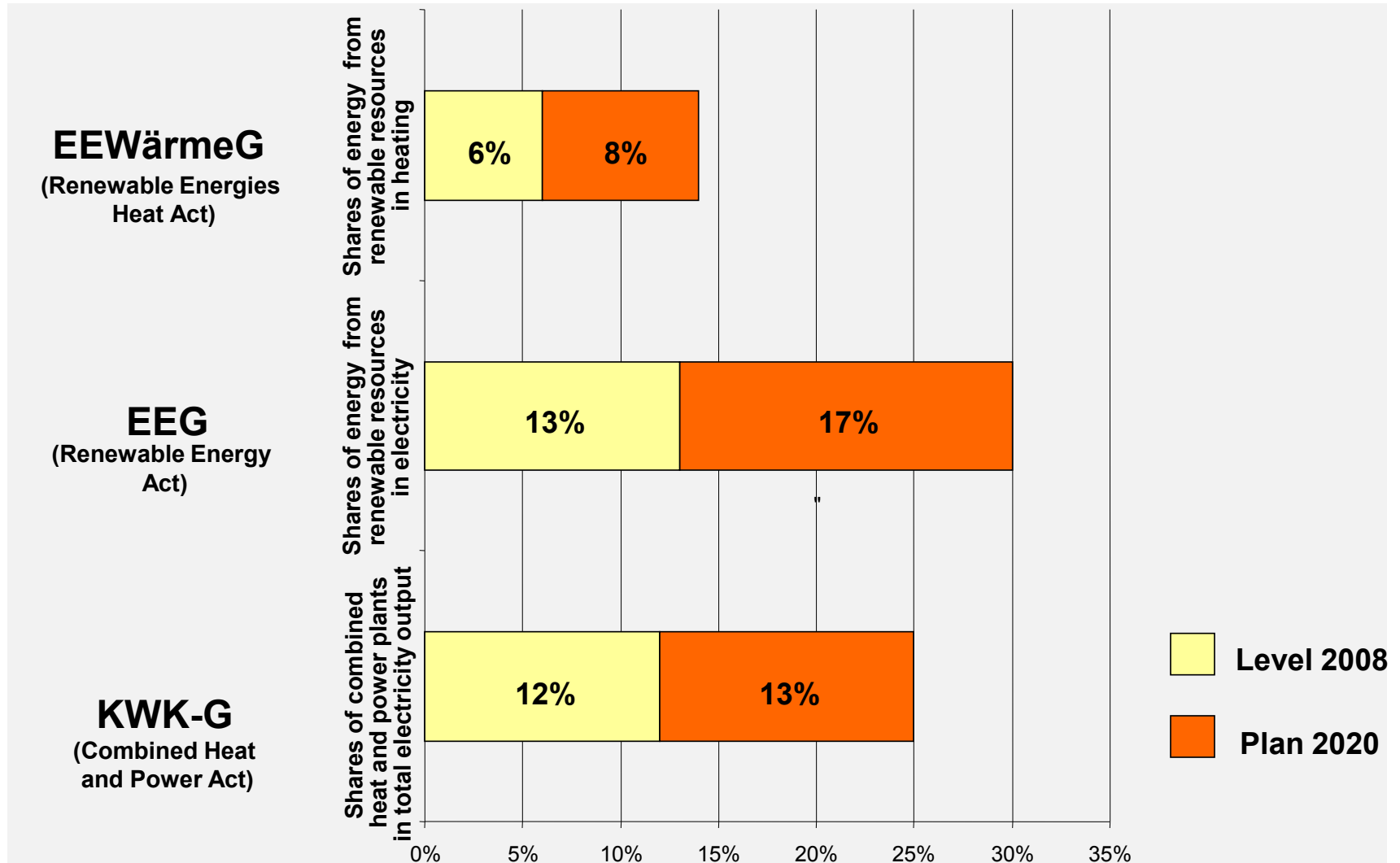
Rödl & Partner



Renewable Energy Act (EEG)

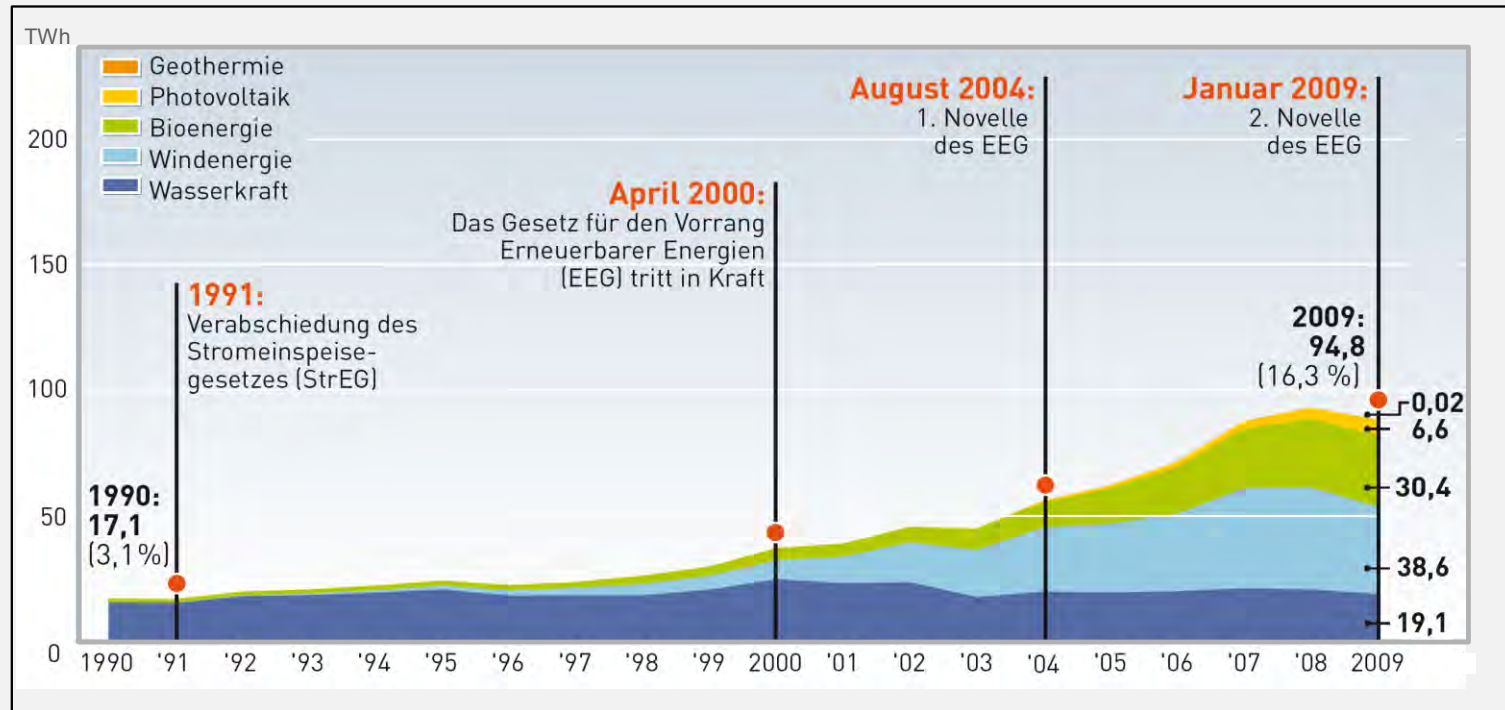
Rödl & Partner

Package of measurements to be in force since 1st January 2009



Renewable Energy Act (EEG)

Development of the legal framework



Source: Bruns, Ohlhorst, Wenzel

2010:

- **Renewable Energy Resources share 17 % of the total electricity consumption and 6,7 % of the total energy consumption (primary energy)**

Renewable Energy Act (EEG)

Core elements (1)

- Legislation came into force in 2000 and was amended in 2004, 2009 and especially for PV in 2010 and 2011 (expected)
- Intention: Speeding up the market launch of technologies for power generation from solar radiation, wind power, biomass etc.
- Subsidized feed in tariffs are refinanced by charging **all** electricity consumers in Germany (**not tax financed**)

Obligation of grid operators to

- **Give priority access to electricity from renewable energy sources**
- **Pay for it according to tariffs fixed by the law for 20 years (plus year of commissioning) – no cap**
- **Amplify grid to enable injection**

Core elements (2)

- **Duration of Payment** as guaranteed by the EEG is limited in time and is usually 20 years plus the year of commissioning of the installation (§ 21 EEG)
- The amount of tariff differs for every source of energy (technology), system capacity and year of commissioning (§§ 18 -33 EEG)
- The tariffs (incl. Bonuses) will be gradually reduced. The **degression** principle is meant to provide an incentive to reduce costs through technological progress. The tariffs for new systems will be reduced by a legally fixed percentage depending on the year of commissioning and the energy source used (§ 20 EEG)
- The costs of the feed-in tariffs are borne by the final consumers (§§ 34 - 44 EEG)

Renewable Energy Act (EEG)

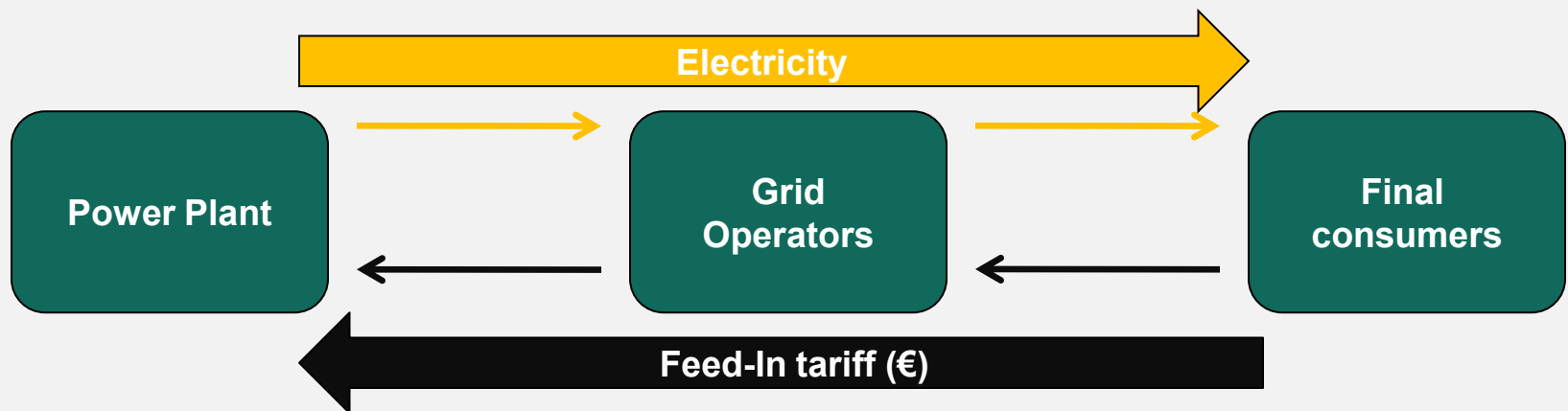
General conditions regarding grid access for Renewable Energies

- **§ 5 (1) EEG:** power plants from renewable resources are granted an appropriate (voltage-level) grid access (direct), such as the air-line distance. Except, there is a superior microeconomic alternative existing or the grid operator allocates a different attaching point (BUT: additional costs occurring through this are borne by the grid operator (§ 13 (2) EEG))
- **§ 13 (1) EEG:** required costs for the grid access, concerning the distance from the power plant to the attaching point as well as costs for metrology devices, are borne by the power plant operator
- **§ 14 EEG:** costs concerning the optimization, amplification and extension of the grid are borne by the grid operator

Renewable Energy Act (EEG)

System of refinancing of remunerations

Rödl & Partner



- ➔ Allocation of costs to all electricity customers to finance feed-in tariffs
- ➔ No re-financing by tax

Renewable Energy Act (EEG)

Geothermal Energy

- Tariffs as of 01.01.2011
- The degression rate is 1.0 % (§ 20 (6) EEG)
- Feed-in tariff amounts are exclusive VAT
- The gross electricity output is remunerated
- Additional Bonuses are feasible:
 - Bonus for systems commissioned prior to 1st January 2016 (early starter bonus)
 - Heat use bonus (“20% of heat capacity” replaces fossil fuels)
 - Bonus for usage of petrothermal technology
- Feed-in tariffs are calculated in proportion to the installed capacity

Feed-in tariffs 2011:

§ 28 Geothermal Energy EEG	
15.68 € cents per kWh	up to 10 MW
10.3 € cents per kWh	over 10 MW
	Additional: • Bonus of 3.92 €ct/kWh for systems commissioned prior to 1st January 2016 plus • Heat use bonus 2.94 €ct/kWh plus • Bonus for use of petrothermal technology of 3.92 €ct/kWh

Project example Unterhaching commissioned in April 2009:

Installed capacity: 3,36 MW

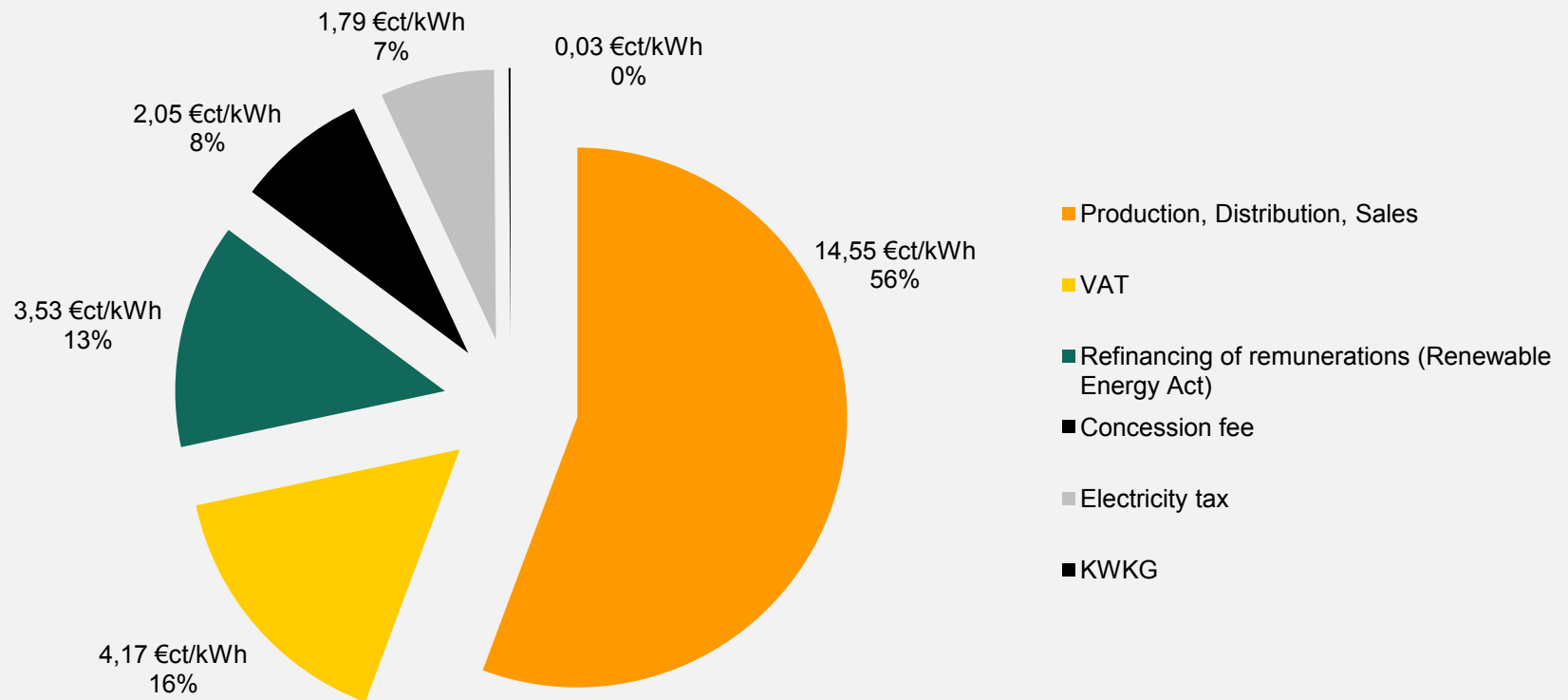
16 €ct/kWh + 4 €ct/kWh (early starter) + 3 €ct/kWh (heat use) = 23 €ct/kWh

Renewable Energy Act (EEG)

Rödl & Partner

Composition of the electricity price in the private sector

Estimated electricity price 2011 approx. 26 €ct/kWh



Source: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety

- ➔ **Expectations of the amendment of the EEG 2012 for geothermal power generation?**

Thank you for your attention...



Kai Imolauer
Economic Engineer
Associate Partner

Telephone: +49 (9 11) 9193-36 06
Fax: +49 (9 11) 9193-35 49

kai.imolauer@roedl.de

4.1.8 Feed-in-tariff structure in Hungary

Feed-in-tariff structure in Hungary

Attila Bagi
Hungarian Energy Office

**Geothermal energy in Hungary - update barriers and
solution statements**

Budapest, 2011. február 17.

Current background

- Electricity Act (VET; 86/2007) - [link](#)
 - most relevant parts: Paragraphs 9 – 11
 - principles
- Government Decree 389/2007 - [link](#)
 - Detailed rules of the feed-in system
- Actual Feed-in-tariffs
 - Hungarian Energy Office website - [link](#)

Feed-in-tariffs

- Actual prices for geothermal plants

HUF/kWh	Peak	Valley	Deep valley	Baseload
<=20 MW	33,35	29,84	12,18	28,64
20 - 50 MW	26,67	23,88	9,74	22,91
> 50 MW	20,74	13,27	13,27	16,70

EUR/MWh	Peak	Valley	Deep valley	Baseload
<=20 MW	123,51	110,53	45,11	106,09
20 - 50 MW	98,79	88,43	36,06	84,86
> 50 MW	76,81	49,16	49,16	61,83

270 HUF/EUR

This applies for most of other renewables too (except wind, PV, large hydro)

Time zones 1

Duration of parts of the day (time zones) on workdays according to GD

- by the (Central European) time being in force (hereafter referred to winter time)
- by the summer time set by a special rule

is as follows:

Time zones	Winter time	Summer time
<i>Peak</i>	06:00 – 22:00	07:00 – 23:00
<i>Valley</i>	22:00 – 01:30 and 05:00 – 06:00	23:00 – 02:30 and 06:00 – 07:00
<i>Deep valley</i>	01:30 – 05:00	02:30 – 06:00

On non-working days:

Time zones	Winter time	Summer time
<i>Valley</i>	06:00 – 01:30	07:00 – 02:30
<i>Deep valley</i>	01:30 – 06:00	02:30 – 07:00



Time Zones 2

Peak	Valley	Deep valley
46%	38%	16%

Other features

- Price indexation: CPI – 1%
 - 389/2007. Government Decree appendix 5
- Feed-in period
 - Set by the Hungarian Energy Office
 - Project by project, benchmark used if possible
 - No working geothermal plant in Hungary
 - No benchmark for geothermal 
 - discounted cash-flow model
 - Maximum 15 years

How to apply

- Rules: 389/2007 Government Decree 6. §
- Documentation needed:
 - For setting the feed-in period – [link](#)
 - For electricity license (over 0,5 MWe) - [link](#)

Possible changes

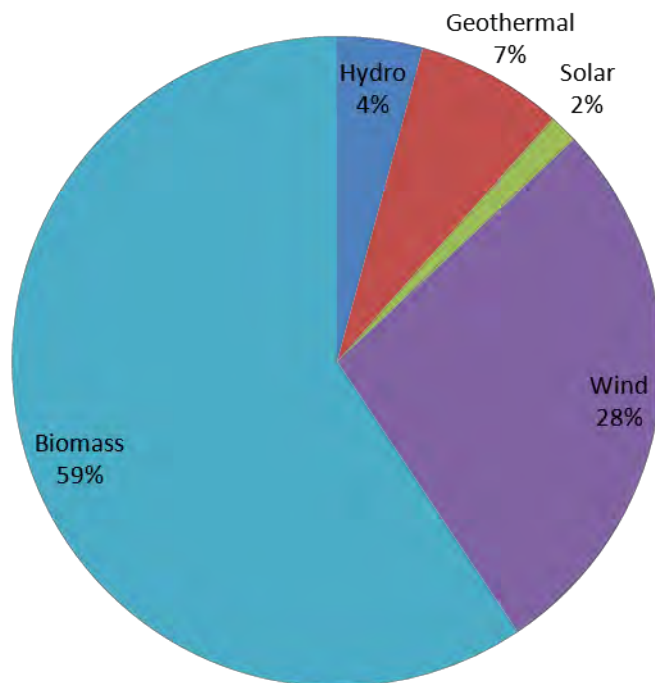
- Modification of the Electricity Act is ongoing
 - Government Decree would pre-set the
 - Tariffs
 - Length of the feed-in period
 - Maximum electricity feeded-in
 - No project by project decision
 - Future changes only for new projects
 - Tariffs and tariff structure is likely to change
 - Possibly this year

New Tariff levels?

- No information yet, but
- Study by external consultant for needed feed-in-tariffs ([link](#)):
 - For small (1 MW) geothermal:
 - 36,68 Ft/kWh (136 EUR / MWh)
 - For large (50 MW) geothermal:
 - 30,8 Ft/kWh (114 EUR/MWh)
- Just for information

Goals for 2020

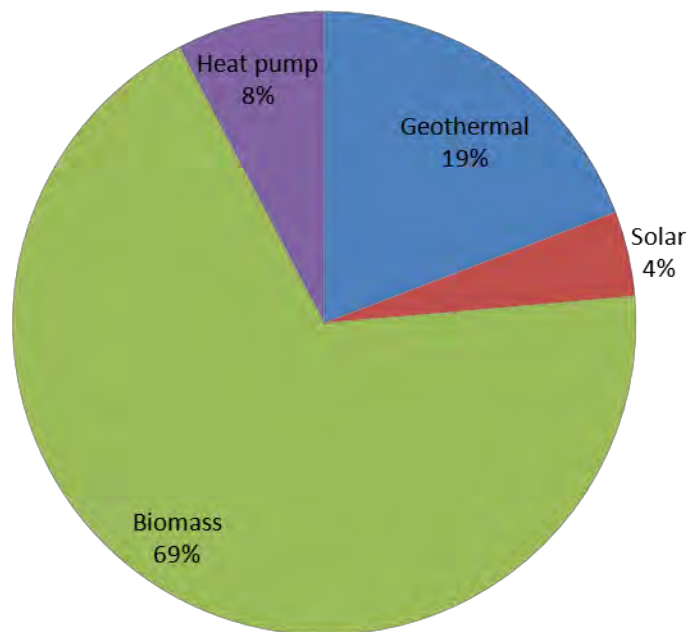
Renewable Electricity Mix in 2020, GWh/a



Total: 5598 GWh/a, Geothermal: 410 GWh/a

Goals for 2020

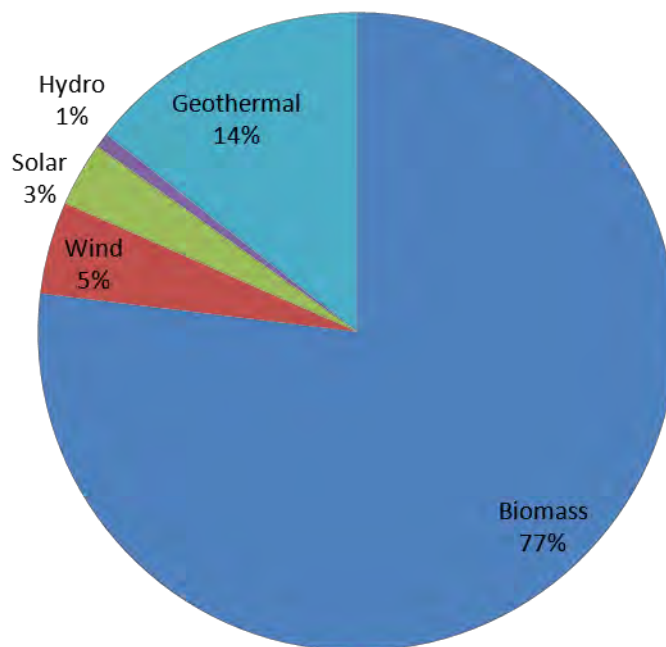
Renewable Heat Mix in 2020, ktoe/a



Total: 1859 ktoe/a; Geothermal: 357 ktoe/a

Goals for 2020

Mix in 2020 - Total renewable energy



Total share of renewables: 14,65% (2879 ktoe)

Thank you very much for yor attention!
Attila Bagi

Tel: +36 1 459 7711
E-mail: bagia@eh.gov.hu
<http://www.eh.gov.hu>

4.1.9 German regulations & heat price modeling



German regulations & heat price modeling

Budapest, 17 February 2011

**Attorneys
Auditors
Tax Consultants
Business Consultants**

Agenda

- Regulation
- Influencing factors
- Recommendations

Rödl & Partner

Regulation

General Conditions

German ``Regulation on general conditions for the supply with district heating`` (AVBFernwärmeV) (except industrial consumers)

In this regulation several aspects of supply are fixed, e.g.:

- Type of supply (combustibles, etc.)
- Scope of supply
- System of communication if there are unforeseen difficulties with supply
- Liabilities in case of supply interruptions
- Calculation of costs for connection to the heating network
- Utilization of real estate
- Definitions of interfaces
- Measurement of heat volume
- Utilization of heat
- Etc.

Regulation

General Conditions

General conditions from legal base for the:

- Contract for final costumers
- **Price sliding clause** is the core element of heat price integrating several aspects:
 - Combustibles
 - Wage
 - Power
 - Capital goods index
 - Etc.

Rödl & Partner

Regulation

General Conditions

The relevant paragraph concerning the price regulations defines among other aspects the following (§ 24 (4), AVBFernwärmeV):

“The **price sliding clause** has to be defined in that way, that both, the **development of costs of the production** and **supply of district heat** and the respective **circumstances** on the **heat market** are included appropriate. It has to disclose the relevant calculation factors completely and in a generally comprehensible form. If the price sliding clause is being applied, the **price factor** which determines the contribution (in percent) of the costs for combustibles has to be shown **separately in any change of price.**”

Rödl & Partner

Regulation

General Conditions

Such a regulation as base of supply contracts has the following advantages:

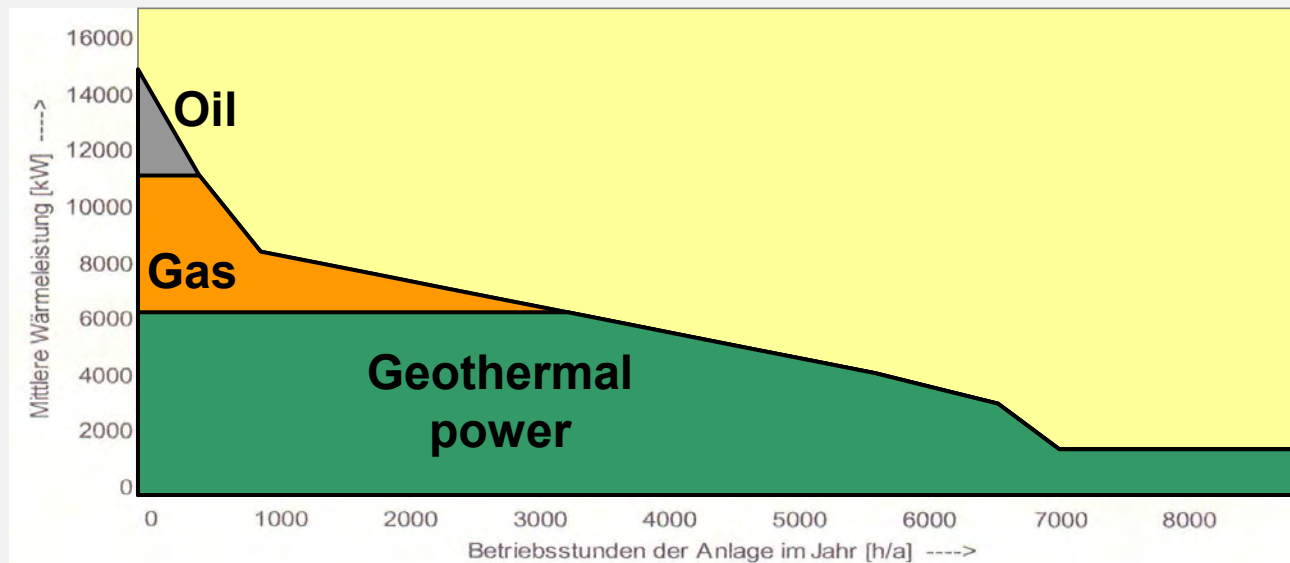
- **Fair risk contribution** between supplier and consumer regarding cost increases
- **Cost reductions** would have to be transferred to the retail prices according to the price sliding clause
- The general conditions would have to be published and therefore **transparent for any heat costumer**
- The **market competition** would lead to the installation of the supply steam with the **lowest** and/or most **stable** energy production **prices** and could provoke **modernizations** of existing systems
- The heat supply contract would **not** be **interfered** by public authorities, that could be led also by political matters

Influencing factors

In general

- Competition to the normal heat market of fossil fuels
- Heat can be cross-subsidized through combined heat and power if a) the power generated is refunded at subsidized feed-in tariffs and b) a low heat price is the objective of the operator

Exemplary annual characteristic curve of the district heating network:



Annual characteristic curve and distribution of the heat production on the single heat producers

Influencing factors

Prices from a consumer's point of view

Composition of the whole price (one-time costs):

- Building cost subsidy (70 % of „invest“) in €, prorated on kW heat consumption,
- House connection costs €/m
- Connection fee for:
 - Inlet into the basement of the costumer
 - Adequate heat exchanger
 - Installation of heat exchanger
- Additional, costs for:
 - Disposal of the old boiler
 - Closing of the chimney
 - Possible repayment to gas supplier

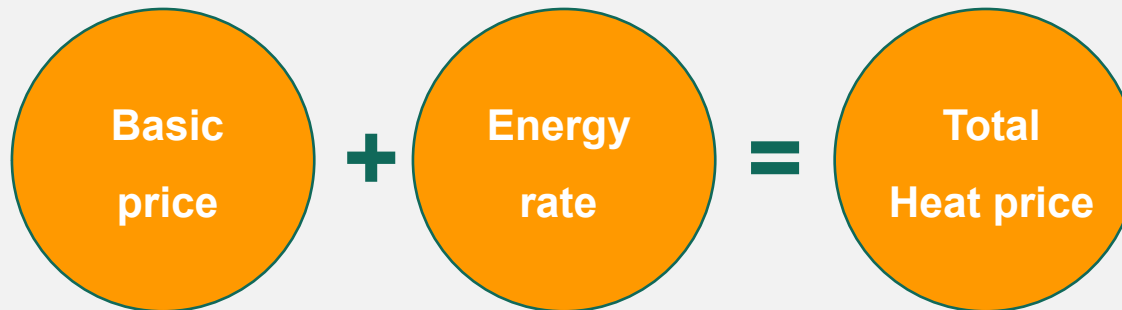
Influencing factors

Prices from a consumer's point of view

Composition of the whole price (example):

Current costs:

- Basic price EUR/kW/a
- Energy rate € Cent/kWh_{th}



→ Contribution differs according to project constellation

Influencing factors

Example Unterhaching

Geothermie Unterhaching GmbH & Co. KG works profit-oriented.

During the operating stage the investment should amortize as quickly as possible and later make up a steady part of the source of income for the municipality of Unterhaching.

Aim: Long-term realization of profits

Company tasks:

- Refinancing of the investment
- Payment of the investment risk and payment of interest of the equity capital lodged by the shareholders respectively

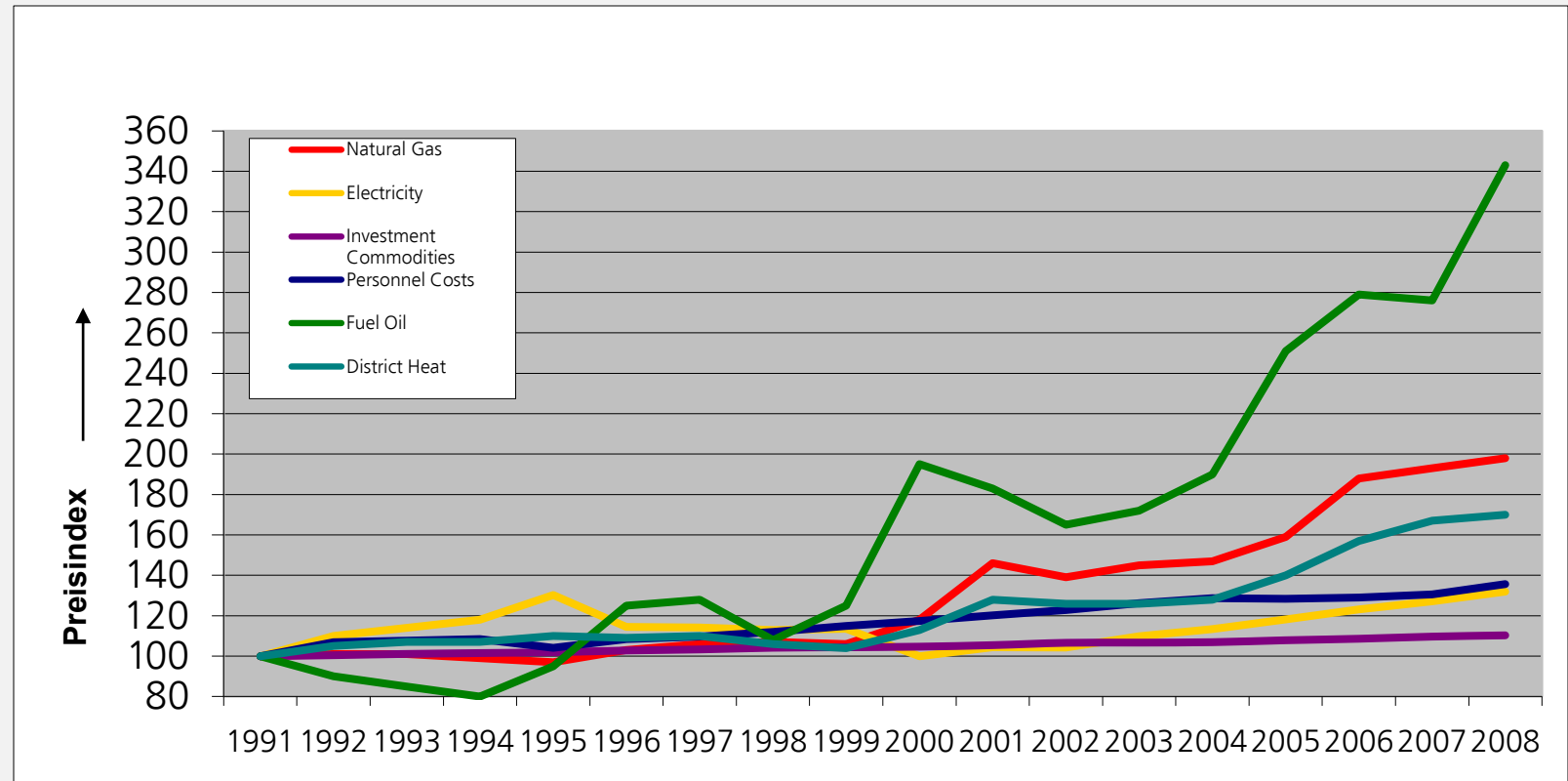
In general (aim varies according to investing group):

- Communities
- Strategic investor
- Private equity investor

Influencing factors

Example Unterhaching

Development of the heat price: example calculations, based on the geothermal project in Unterhaching, near Munich:



Stability for heat price is given, due to the fact that the heat supply contracts are based on the price sliding clause.

The heat price could not have been increased stronger.

Influencing factors

Determination of demand

The demand after the acquisition of costumers reacts probably **very inelastic**, i.e. that only strong price changes will have an influence on the sales.

This is due to the following facts:

- The Geothermie Unterhaching GmbH & Co. KG is currently the only district heating supplier in Unterhaching
- The expenses for the heat supply are counted from most households to running cost that can hardly be influenced. The part of the expenses for the heat supply on the total expenses is relatively low
- Effect of consequential costs: The heat tariff makes up the consequential costs for the customer, who is bound in the contract

Rödl & Partner

Influencing factors

Estimate of costs

Lower price limit:

The determination of the lower price limit according to the following steps leads to a first estimation:

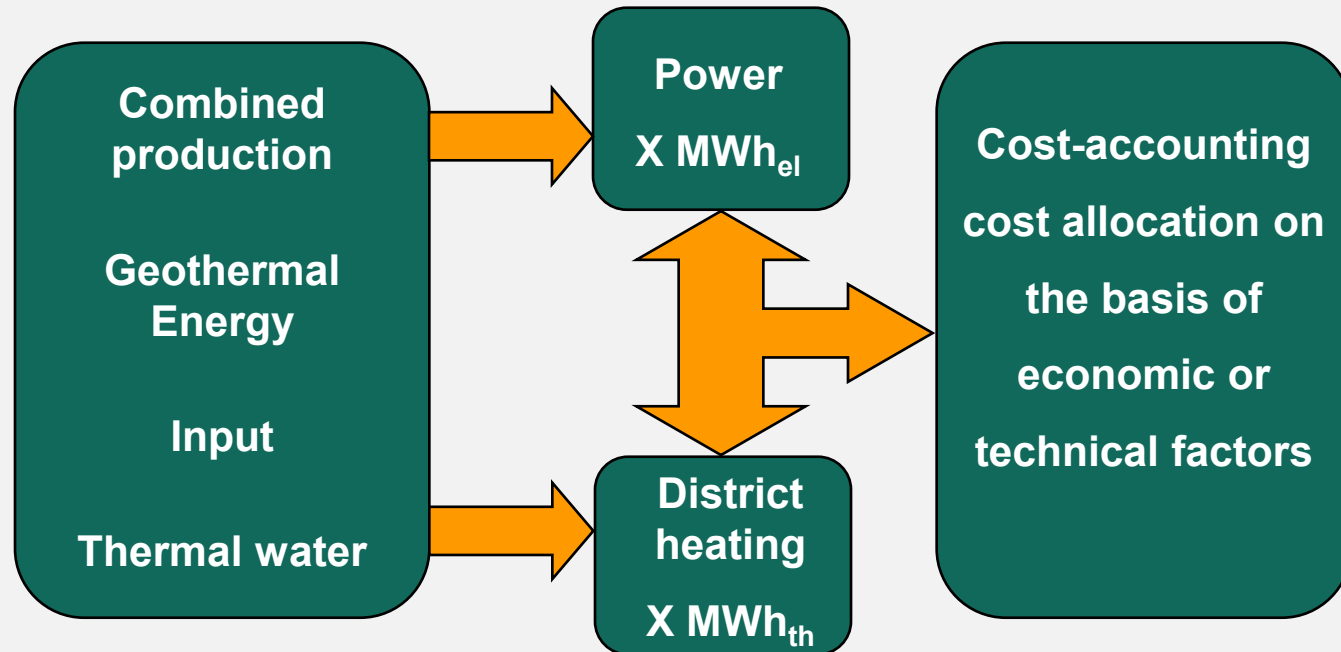
- Determination of total costs
- Distribution of total costs
- Calculation of unit cost

The long-term lower price limit is determined in the point in which all fixed and variable actual costs and the cost-accounting costs are covered.

Rödl & Partner

Influencing factors

Cost distribution at combined production



Essential Question:

According which mode the costs are distributed to the value-added chain.

Recommendations

In consequence, the following advantages can be achieved:

- The price is not regulated by any third party
- The price always includes the actual development of all influencing factors
- The price also has to be decreased if the factors show a development
- The price is transparent for clients

In relation to a geothermal heat supply project, the price, if such a price sliding clause forms the base of a heat supply contract, would in consequence not be effected such strongly by rising price for combustibles as a “conventional” heat supply network.

Price stability is therefore the main argument for renewable heat production and sales.

Rödl & Partner

Thank you for your attention...



Kai Imolauer
Economic Engineer
Associate Partner

Telephone: +49 (9 11) 9193-36 06

Fax: +49 (9 11) 9193-35 49

kai.imolauer@roedl.de



4.1.10 District heating / price regulation in Hungary



District heating / price regulation in Hungary



District heating – Situation at present in Hungary

Rödl & Partner

Price regulation § 57-57/C Act No. XVIII of 2005 on district heating

- In the field of district heating **two authorities** are empowered:
 - the Hungarian Energy Office (Office)
 - the local municipal council

- There are two ways in changing the district heating price:
 - **initiative proposal** of a district heat supply company
 - **official** price change

- The field of responsibility has changed by the Act No. LXVII of 2008 on making the district heating more competitive, but it is clearly regulated by the Act No. XVIII of 2005 on District Heat [4-8, 57-57/C].

- Before 01 July 2009 the minister commented the district heat prices

District heating – Situation at present in Hungary

Rödl & Partner

Price regulation §§ 57-57/C Act No. XVIII of 2005 on district heating

1. Initiative proposal of a district heat supply company:

- From 01 July 2010 on **the Office** within an administrative proceeding (30 days) judges the initiative of the company based on a benchmark and releases a decree about the price change.
- The district heat company has to forward the initiative together with the decree from the Office to the **local municipal council**.
- The local municipal council releases a legal ordinance about the price change.

District heating – Situation at present in Hungary

Rödl & Partner

Price regulation §§ 57-57/C Act No. XVIII of 2005 on district heating

2. Official price change within an administrative proceeding

- **The Office** arranges a price control proceeding to determine, whether the grid connection fee and the district heating price are correct
 - If the fee or price are not correct, **the office** warns the district heating supply company to change and turns to the regulating authority of the local municipal to revise the legal ordinance
- The Office arranges a price control proceeding to audit whether the contracting price between the district heating producer and the district heating supplier is correct
 - If the contracting price is not correct, the contracting parties have to change it

District heating – Situation at present in Hungary

Rödl & Partner

Licensing procedure §§ 12,13 Act No. XVIII of 2005 on district heating

- Permission is always necessary **to produce and to supply** district heating
- In case the heat generation plant has an installed capacity of less than 50 MW, a **simplified** licensing procedure is applicable

1. Constructing and operating permission

- In case of the **constructing and operating permission** for a heat producing facility, the Office and the notary of the local municipal are the competent authorities
- The **validity term** of the permission for the construction of a heat producing facility is included in the constructing permission itself. Its validity can be prolonged once by the original validity, but by two years at most.
- The **operating permission** is granted for an indefinite period

2. Permission for supplying district heat

- The **permission for supplying district heat** has to be requested at the notary of the local government and it is granted for an indefinite period as well.

District heating –

Situation at present in Hungary

Rödl & Partner

Licensing procedure §§ 4-7 Act No. XVIII of 2005 on district heating

- In the licensing procedure **the administration deadline** is 3 months.
- **Resolutions** of the Hungarian Energy Office and of the local municipal (also of the notary) cannot be appealed. However a review of their resolutions can be demanded by the court.
- **District heat retail prices:** regulated by a decree of the municipal council, which decides after obtaining the opinion of the Minister (7 (5), Act Nr LXXXVII of 1990 on Pricing).
- **The highest price** is to be settled in such a way, that the expenditures and profits of an efficient operating corporation shall be covered by the regulated prices, also with regard to deprivation and subsidies (8 (1), Act No LXXXVII of 1990 on Pricing).

Thank you for your attention!

Zsuzsanna Serra

zsuzsanna.serra@roedl.de

- 4.2 Anhang 2: Merkblätter des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie**
- 4.2.1 Hinweise zur Antragstellung bei Erlaubnissen zur Aufsuchung von Erdwärme vom 01.05.2007**

Hinweise zur Antragstellung bei Erlaubnissen zur Aufsuchung von Erdwärme

Anträge auf Erteilung einer bergrechtlichen Erlaubnis zu gewerblichen Zwecken sind schriftlich zu stellen.

Der Antrag (2 Originale, 7 Kopien) an das Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie muss folgendes beinhalten:

- a. Bodenschatz, der aufgesucht werden soll, hier Erdwärme
- b. Bezeichnung des Antragstellers, dies können natürliche, juristische Personen und Personenhandelsgesellschaften sein
- c. Erlaubniskarte nach den Vorschriften der Unterlagen-Bergverordnung
- d. Arbeitsprogramm zur Aufsuchung des Bodenschatzes, z.B. bei Erdwärme:
 - Geologische und geophysikalische Vorerkundung
 - Bohrungen zur Erschließung der Erdwärme
 - Leistungstests
 - Wärmegutachten.

Die Darstellung des Arbeitsprogrammes sollte ferner beinhalten:

- Beschreibung der geologischen Verhältnisse
- Prognosen über die zu erwartenden Temperaturen und Schüttungen, Beurteilung des Fündigkeitsrisikos
- Technische Beschreibung der Bohrungen
- Zeitlicher Ablauf der Arbeiten

- Kostenschätzung für die Durchführung des Arbeitsprogrammes
 - Ausblick auf eine mögliche spätere Nutzung der Erdwärme (Strom/Wärme etc.).
- e. Beantragter Zeitraum der Erlaubnis, in der Regel 3 Jahre
- f. Glaubhaftmachung der Gesamtfinanzierung des Arbeitsprogrammes
- g. Erklärung nach § 11 Nr. 4 BBergG.

Die Gesamtfinanzierung der Aufsuchungskosten, bei Projekten der Tiefengeothermie in den Bohrteufen zwischen 1.500 bis 5.000 m gegenwärtig alleine für die Bohrungen in einer Größenordnung von 1.200 €-2.000€/Bohrmeter, ist vor Erteilung der Erlaubnis glaubhaft zu machen. Dies kann z.B. durch den Nachweis von Eigenkapital, Finanzierungszusagen von Banken, bei Unternehmen Vorlage von Geschäftsberichten und Bilanzen geschehen.

Der Zeitraum der Erlaubnis richtet sich nach dem zeitlichen Umfang des Arbeitsprogrammes und beträgt in der Regel 3 Jahre. Der Umfang des Erlaubnisfeldes richtet sich nach dem räumlichen Umfang des Arbeitsprogrammes. Über den Zuschnitt entscheidet der Antragsteller. Hierbei ist es wichtig den Zuschnitt im Hinblick auf eine spätere Gewinnung so zu wählen, dass möglichst günstige geologische Bedingungen (z.B. Störungszonen und andere Faktoren) angetroffen werden.

Sollten konkurrierende Anträge eingehen, entscheidet zunächst nicht die zeitliche Priorität sondern es gilt die Regelung nach § 14 Abs.2 BBergG, wonach derjenige das Recht erteilt bekommt, der den Anforderungen an eine sinnvolle und planmäßige Aufsuchung am besten Rechnung trägt. Dies sind Faktoren wie Intensität und Qualität des Arbeitsprogrammes sowie Faktoren, die für eine rasche Umsetzung sprechen: Qualität der notwendigen Finanzierung, Nachweis über geeignete Bohrgrundstücke, Nachweis über die Verfügbarkeit von Bohranlagen sowie die Gesamtkompetenz des Unternehmen selbst. In diesem Zusammenhang ist es wesentlich, dass ein industrieller Investor auch mit Bergbauhintergrund am Unternehmen beteiligt ist.

Nach Eingang der vollständigen Unterlagen erfolgt die Einleitung des Beteiligungsverfahrens nach § 15 BBergG. Hierzu werden Stellungnahmen erbeten zu folgenden Themen: Natur- und Landschaftsschutz, Landesplanung und Raumordnung, Wirtschaftsförderung, Wasserwirtschaft, Geologie des tieferen Untergrunds und Hydrogeologie, Bergaufsicht. Ggf. werden gutachterliche Stellungnahmen angefordert. Für die Erstellung der Antragsunterlagen empfiehlt sich die Einschaltung eines qualifizierten Ingenieurbüros.*

Zimmer

Bergdirektor

*: Für Kommunen ergibt sich eine Verpflichtung zur Ausschreibung in erster Linie aus dem Haushaltsrecht (§ 31 Kommunalhaushaltsverordnung). Bei einem Auftragswert von mehr als 200.000 € sind darüber hinaus die §§ 97 ff GWB einschlägig.

**4.2.2 Hinweise zur Antragstellung bei Bewilligungen zur Gewinnung von
Erdwärme (hydrothermale Geothermie) vom 01.12.2010**

Hinweise zur Antragstellung bei Bewilligungen zur Gewinnung von Erdwärme (hydrothermale Geothermie)

Anträge auf Erteilung einer bergrechtlichen Bewilligung sind schriftlich zu stellen.

Der Antrag (2 Originale, 7 Kopien) an das Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie muss folgendes beinhalten:

- a. Bezeichnung des Antragstellers** - dies können natürliche, juristische Personen und Personenhandelsgesellschaften sein. **Antragsteller ist in der Regel der Erlaubnisfeldinhaber.**

Anträge von Dritten auf eine bergrechtliche Bewilligung zur Gewinnung von Erdwärme, die ganz oder teilweise ein bestehendes Erlaubnisfeld umfassen, werden dem Rechtsinhaber des Erlaubnisfeldes unverzüglich zugesandt. Dieser kann innerhalb von drei Monaten einen Gegenantrag auf bergrechtliche Bewilligung innerhalb seines Erlaubnisfeldes stellen, der nach § 14 Abs.1 BBergG Vorrang vor allen anderen Anträgen hat. **Das Bundesberggesetz gibt somit dem Erlaubnisfeldinhaber einen Vorrang bei der Erteilung einer bergrechtlichen Bewilligung vor konkurrierenden Anträgen.**

- b. Lageriss** nach den Vorschriften der Unterlagen-Bergverordnung.

- c. Nachweis der technischen Gewinnbarkeit** nach Lage und Beschaffenheit durch Vorlage der **Ergebnisse der Zirkulationstests.**

Mindestangaben:

- Nachweis der **technisch förderbaren** Wassermenge
- Fördertemperatur
- Absenkung
- Nachweis der **technisch verpressbaren** Wassermenge

- Reinjektionstemperatur
- Chemismus der Wässer
- Ergebnisse von **Beweissicherungsmessungen** in den Nachbarbohrungen, soweit im Rahmen der Pumpversuche durchgeführt.
- Gewinnungsrißwerk von einem anerkannten Markscheider (kann nachgereicht werden).

d. Technisches Arbeitsprogramm zur Gewinnung der Erdwärme

(Beschreibung der technischen Anlagen in den Bohrungen und zwischen den Bohrungen bis zum Wärmetauscher)

e. Nutzungskonzept für die Gewinnung von Erdwärme (Wärme, Strom, Balneologie etc.)

- **Geothermische Stromversorgung:**

Bei geothermischer Stromerzeugung ist für die Erteilung einer Bewilligung Voraussetzung, dass – soweit aufgrund von Wärmeabnehmern technisch-wirtschaftlich möglich - **auch Wärme ausgekoppelt wird.** Hierzu ist im Bewilligungsantrag ein **Konzept für die Auskoppelung und Nutzung von Wärme**, z.B. in einem Nahwärmenetz für die Wärmeversorgung in einer Kommune oder industriellen Verbrauchern vorzulegen. Anreiz hierfür bietet der Wärmebonus des EEG. Hinsichtlich der erforderlichen Höhe der Wärmeauskoppelung gilt die dem Wärmebonus mindestens zugrunde legende Wärmeleistung als Richtwert.

Im Antrag sind technische Angaben notwendig zur erzielbaren Stromleistung, zum Eigenverbrauch des gesamten Kreislauf (Bohrungen, Kraftwerk, Kühlung etc.) sowie zur auszukoppelnden Wärmeleistung, den anzuschließenden Wärmeverbrauchsstrukturen mit einem Zeitplan für den Bau des Kraftwerks und des Anschlusses der Wärmeverbraucher.

- **Geothermische Wärmeversorgung:**

Notwendig sind Angaben zur nutzbaren geothermischen Wärmeleistung und Wärmeverbrauch in den einzelnen Heizperioden, Heizzentrale, ggf. Redundanzheizkraftwerk, möglichen Kombinationen mit anderen Energieträgern, anzuschließende Wärmeverbraucherstrukturen.

- Weitere Anschlußnutzungen, die geplant sind, z.B. Balneologie, Kühlung oder Wärmespeicherung im Untergrund sind darzustellen.

f. Wärmebergbaugutachten

Im Wärmebergbaugutachten ist die betriebsbezogene strukturgeologische Modellierung des genutzten Aquifers in den Grenzen des Erlaubnisfeldes darzustellen. Grundlage hierfür sind die erhobenen Daten aus den seismischen Untersuchungen, den Bohrungen, der Pumpversuche und **Messungen in den Nachbarbohrungen**. Soweit möglich und zugänglich, sollten die Erkenntnisse aus den Nachbarmfeldern und den begleitenden geowissenschaftlichen Untersuchungen des Landesamts für Umwelt bei der Modellierung berücksichtigt werden.

Zur Bewertung der Auswirkungen durch den Dublettenbetrieb ist mindestens folgendes aufzuzeigen:

- die Linie der hydraulischen Absenkung bei der Förderbohrung von 10 m (z.Zt. Richtwert auf Grund der bisherigen Erfahrungen)
- und die Abkühlung von 1 K um die Reinjektionsbohrung bezogen auf den beantragten Bewilligungszeitraum.

Weitere Details zu den wesentlichsten Inhalten und den zu erhebenden Daten sind in den jeweiligen Erteilungsbescheiden der bergrechtlichen Erlaubnis sowie im Rahmen der bisherigen wasserrechtlichen

Gestattungen dargestellt worden. Einzelheiten zu den Beweissicherungsmessungen bei Pumpversuchen werden in den Wasserrechtsverfahren gefordert. Die dabei gewonnenen Daten sind bei der Zusammenstellung der Antragsunterlagen für das Wasserrechtsverfahren zum endgültigen Betrieb darzulegen, z.B. bei der Erstellung eines nachvollziehbaren Grundwassermodells.

- g. Beantragter Zeitraum der Bewilligung**, max. 50 Jahre. Nach Ablauf der 50 Jahre ist eine weitere Verlängerung – soweit der Betrieb noch sichergestellt werden kann – möglich.
- h. Glaubhaftmachung der Gesamtfinanzierung** des Arbeitsprogrammes einschließlich des Ausgleichs unvermeidbarer Schäden (z.B. durch Haftpflichtversicherung)

Da die plausible Erstellung eines Wärmebergbaugutachtens ggf. eine längerfristige Datenerhebung in der Betriebsphase erfordert, ist die Erteilung einer bergrechtlichen Bewilligung nach der gängigen Verwaltungspraxis **bis max. 5 Jahre auch ohne Wärmebergbaugutachten** möglich. Voraussetzung hierfür ist allerdings in jedem Fall, dass die Fündigkeit durch die Zirkulationstests nachgewiesen ist und bei den Pumpversuchen keine messbaren Beeinträchtigungen der Nachbarbohrungen (z.B. hydraulische Absenkung und Temperaturerniedrigung, die die technische Umsetzung des Projekts gefährden) aufgetreten sind sowie die übrigen Voraussetzungen zutreffen. Nach diesem Zeitraum und Vorlage des Wärmebergbaugutachtens kann eine weitere Verlängerung um max. 45 Jahre beantragt werden.

Die Feldesgröße der Bewilligungen ist für den Regelungsinhalt nicht wesentlich. Die bergrechtliche Bewilligung gibt ein eigentumsgleiches Recht an der Gewinnung der Erdwärme in den Bohrungen; **die in den Bohrungen stattfindende Gewinnung darf durch den Betrieb in späteren Nachbarbohrungen nicht beeinträchtigt** werden. Reine Beeinflussungen über die Feldesgrenzen hinweg, die zu keiner Beeinträchtigung der technischen Gewinnung in den Bohrungen führen, sind im Bergrecht **generell zu dulden**. Die maximalen Feldesgrenzen orientieren sich an den Modellierungsergebnissen des Wärmebergbaugutachtens, wobei die

Feldesgrenzen der angrenzenden Erlaubnisse – vorbehaltlich einer Einigung - nach § 14 Abs.1 BBergG nicht zu überschreiten sind.

Die dauerhafte Gewinnung der Erdwärme laut Arbeitsprogramm ist spätestens drei Jahre nach Erteilung aufzunehmen; ansonsten liegt ein Widerrufsgrund vor.

Im Verwaltungsverfahren werden nach **§ 15 BBergG** die Fachbehörden Landesamt für Umwelt und die jeweils zuständigen Regierungen sowie die betroffenen Kommunen beteiligt; das Wärmebergbaugutachten wird dem Landesamt für Umwelt zur Prüfung vorgelegt. Ferner werden die Antragsunterlagen denjenigen Feldesnachbarn, deren Projekte schon in der Betriebsphase bzw. Testphase nach Durchführung der Bohrungen sind ebenfalls zugestellt, um Gelegenheit zur Stellungnahme im Hinblick auf gemessene Beeinträchtigungen zu geben; dies gilt auch für spätere Verlängerungsanträge.

Die genaue Festlegung der zulässigen Förder- bzw. Reinjektionsmenge – ggf. auch mögliche Beschränkungen aufgrund **nachgewiesener** hydraulischer Beeinträchtigungen einer benachbarten Geothermieranlage - erfolgt **im wasserrechtlichen Verfahren** der Regierung von Oberbayern, Bergamt Südbayern. Amtlicher Sachverständiger in diesem Verfahren ist die Wasserwirtschaftsverwaltung. Wesentlicher Bestandteil der notwendigen Antragsunterlagen im Wasserrechtsverfahren ist der Teil des Wärmebergbaugutachten, der die hydraulischen Wechselwirkungen mit benachbarten Anlagen möglichst unter Berücksichtigung der dort vorherrschenden strukturgeologischen Verhältnisse aufzeigt.

Beide Verfahren sind **zeitnah parallel zu beantragen**, damit durch die Behörden eine enge Verzahnung des bergrechtlichen und des wasserrechtlichen Verfahrens möglich ist.

Rainer Zimmer
Ministerialrat

4.2.3 Ausbau der Tiefengeothermie in Bayern

Teil 3 Ausgewählte Beispiele aus dem Bereich der Bergbehörde

A 3.1 Ausbau der Tiefengeothermie in Bayern

1. Erschließungskonzepte

Die Erschließung und Nutzung der tieferen Geothermievorkommen in Bayern ist schon seit einigen Jahren im Aufbruch begriffen. Die Gründe hierfür sind vielfältig – Klimaschutz, Erneuerbares Energien-Gesetz, weitere Förderprogramme von Bund und Land, Aspekte der Versorgungssicherheit mit der dauerhaften Verfügbarkeit des Energieträgers und Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern. Ein Grund liegt natürlich auch in den für die Verhältnisse in Deutschland günstigen geologischen Bedingungen:

Mit den bis zu 600 m mächtigen Malmkarbonaten verfügt Bayern über einen Aquifer, der in einem erschließbaren Temperaturbereich von 80-160 °C bei Bohrtiefen von 1.500 m bis 5.500 m über ausreichende Ergiebigkeiten von 30 - > 100 l/s verfügt, die einen flächendeckenden Einstieg in die geothermische Wärme – und ggf. Stromerzeugung ermöglichen.

Bild A: Schnitt von N-S durch den geothermalen Zielhorizont: Malmkarbonate

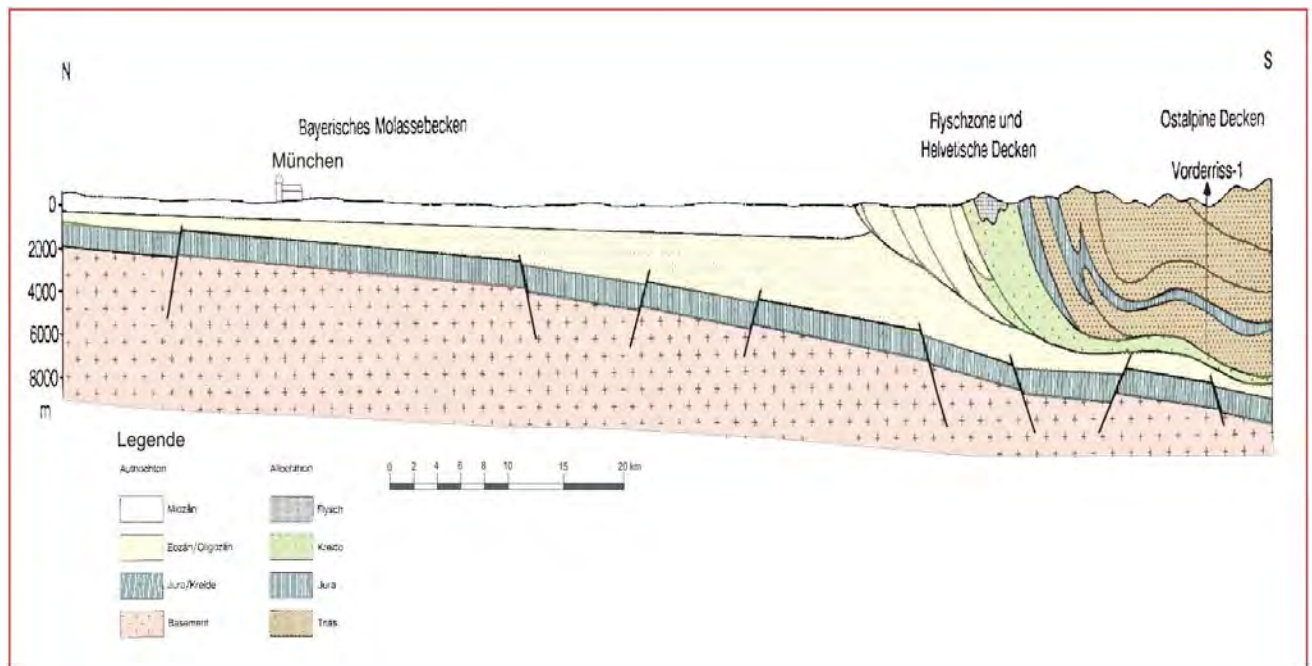
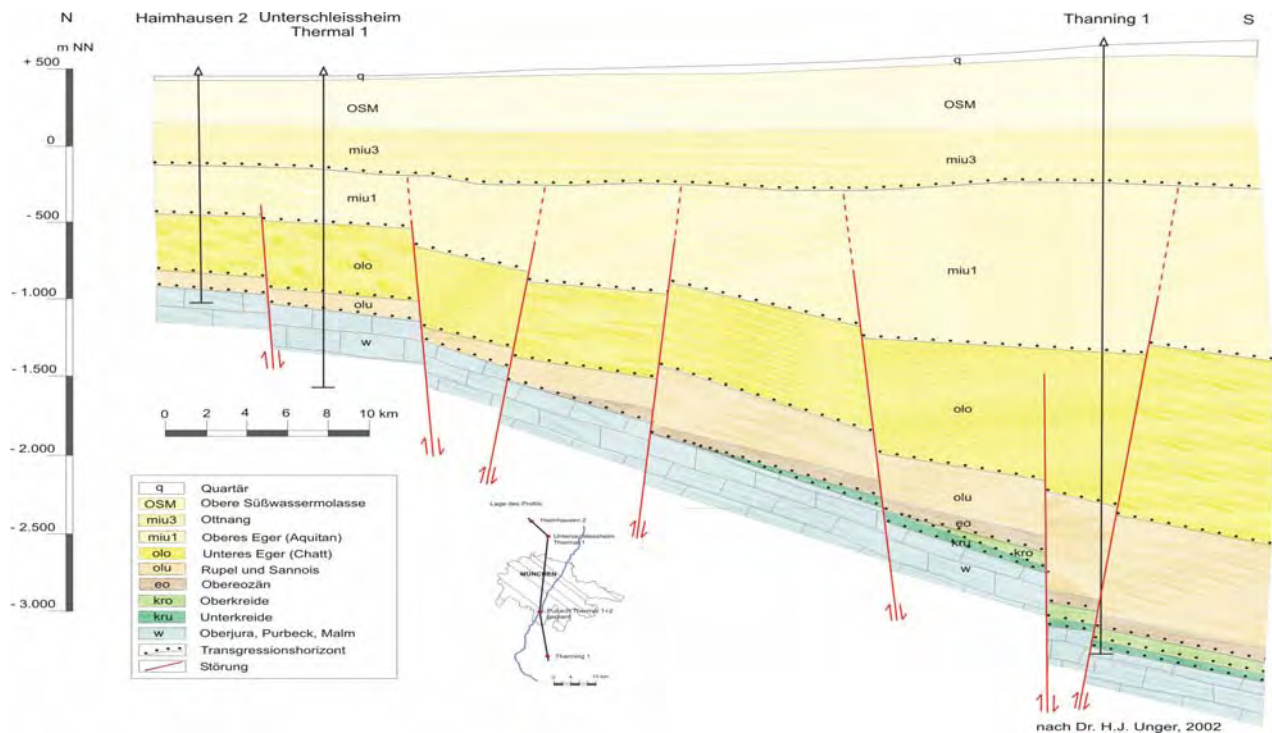


Bild B: N-S Verlauf Malm im Großraum München



Insbesondere um höhere Schüttungen, wie sie für die Stromerzeugung notwendig sind, zu erreichen, müssen Bruchzonen im Gebirge angebohrt werden. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass eine gute Verkarstung im Gebirge hierfür nicht ausreichend ist.

Dies setzt eine intensive Vorfelderkundung voraus. In Frage kommen hierbei das Reprocessing seismischer Linien aus der Kohlenwasserstoffindustrie in Verbindung mit der Durchführung konkretisierender neuer Seismik. Auch sind gravimetrische Messungen schon durchgeführt worden.

Hilfestellung insbesondere für die Antragstellung zur Erteilung bergrechtlicher Erlaubnisse kann der April 2005 vom Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie herausgegebene Geothermieatlas geben.

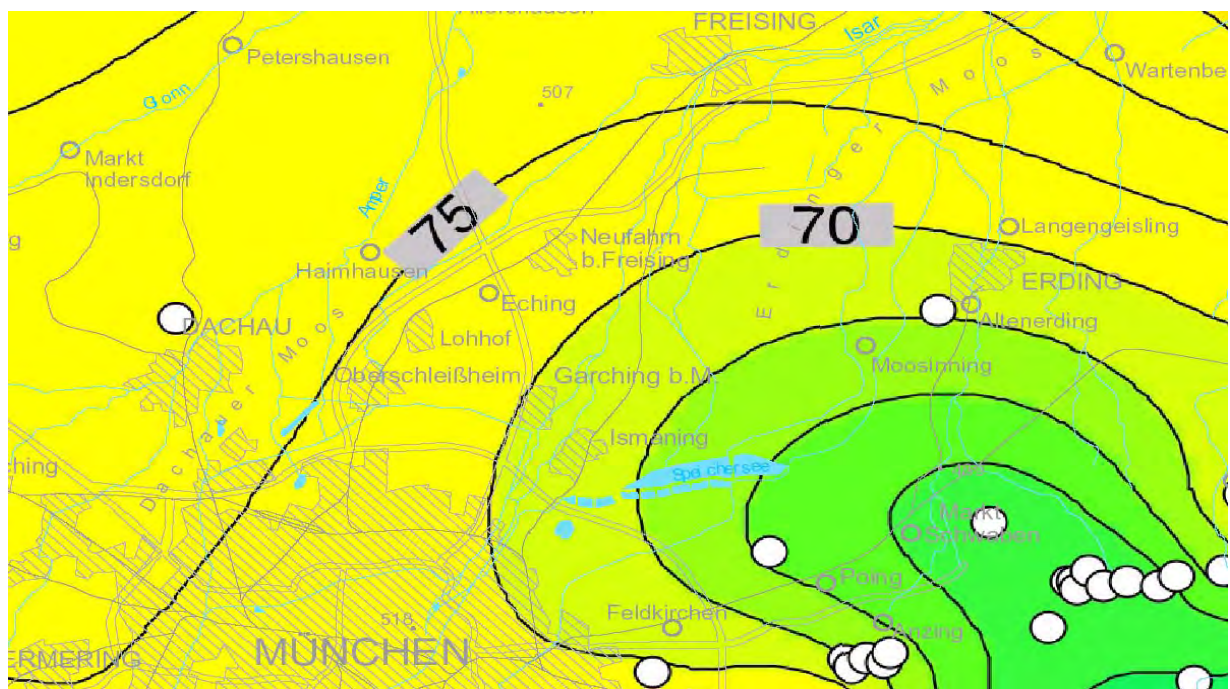
Aus dem Geothermieatlas sind die tektonischen Bruchstrukturen im Malmkarst sowie der Verlauf der Oberkante Malm einschließlich Teufenangabe erkennbar.

Bild C: Geologische Ansprache aus dem Bayerischen Geothermieatlas



Ferner enthält der Geothermieatlas für das betreffende Gebiet Temperaturangaben für den Top-Malm:

Bild D: Temperaturangaben Top-Malm



Beispiel: Geothermieprojekt fiktiv im Raum Eching

Teufe: -1.000 m NN für den Top-Malm

Erwartete Temperatur am Top-Malm ca. 73 °C

Aufbauend auf diesen Angaben kann unter Berücksichtigung der Geländehöhe und der anvisierten Durchörterung des Malm die endgültige Bohrteufe prognostiziert werden:

Beispiel: Geländehöhe Eching ca. 450 m

Vertikale Bohrstrecke im Malm ca. 300 m

Bohrteufe ca. 1.750 m

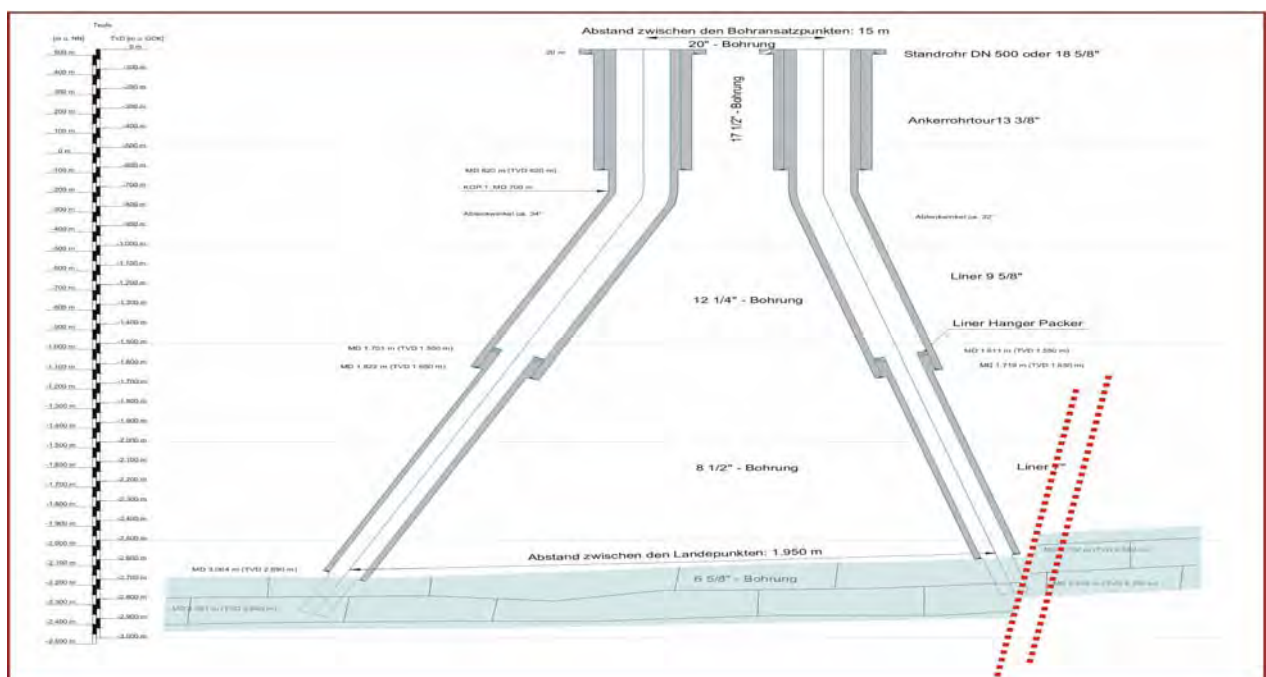
Erwartete Temperatur ca. 80 °C

Für eine erste grobe Planung ist der Bayerische Geothermieatlas ein Einstieg. Er ersetzt jedoch auf keinen Fall eine fundierte strukturgeologische Untersuchung und darauf aufbauend eine intelligente Bohrkonzepction.

Auch ist zu berücksichtigen, dass nicht genau prognostiziert werden kann, in welchem Maße die Temperatur im Malm zur Teufe zunimmt. Dies hängt insbesondere damit zusammen, dass die Lokationen der Zuflüsse im Malm nicht bekannt sind. Bei über Bruchstrukturen oder Kluftsysteme aufsteigenden Tiefenwässern aus den unteren Bereichen des Malm, kann wie z.B bei den Projekten in Unterschleißheim, Unterhaching oder Altdorf bei Landshut (hier 12,5 °C/100m) mit höheren Temperaturen als nach dem normalen Gradienten zu erwarten ist gerechnet werden. Möglich ist auch ein Zufluss kälteren Wasser aus den höheren Bereichen des Malm, so dass die Temperaturen wie in Simbach niedriger anzusetzen wären.

Für eine erfolgreiche Erschließung und den Nachweis der Fündigkeit sind immer zwei Bohrungen notwendig, eine Bohrung zur Förderung und eine Bohrung zur Reinjektion des energetisch genutzten entwärmten Wassers:

Bild E: Geothermische Dublette im Malm mit abgelenkten Bohrungen (Sammelbohrplatz)



Die Landepunkte der beiden Bohrungen sollten so gewählt werden, dass sie sich bezogen auf die Lebensdauer der Anlagen (mindestens 50 Jahre) möglichst thermisch nicht beeinflussen. Berechnungen ergaben hierbei einen Mindestabstand von ca. 2.000 m. In der Regel werden die Bohrungen von einem Sammelbohrplatz ausgeführt.

Dies macht jedoch aus technisch-wirtschaftlicher Sicht auch im Hinblick auf die noch durchzuführenden Sondenmessungen im Bohrloch nur Sinn, wenn die Ablenkstrecken der Bohrungen, die in der Regel in die vorhandenen Bruchstrukturen geführt werden, nicht übermäßig groß werden. Bei Planungen von Ablenkstrecken von mehr als 1.500 m sollten daher in der Regel Bohransatzpunkte gewählt werden, die mit einer geringeren Ablenkung auskommen. Ggf. sind dann zwei mehrere km entfernte Bohrplätze notwendig. Im Hinblick auf die Risikominimierung werden zunehmend sogenannte Triplettenkonzepte (2 Förderbohrungen und eine Reinjektionsbohrung) favorisiert, insbesondere dort, wo mit geringeren Ergiebigkeiten zu rechnen ist.

Das geologische Fündigkeitsrisiko ist je nach Nutzungskonzeption und der erhofften Wirtschaftlichkeit nicht unerheblich – dies gilt insbesondere für die Stromprojekte. Seitens der Versicherungswirtschaft werden hierzu Versicherungslösungen angeboten, die jedoch relativ teuer sind und bis zu 25% der Bohrkosten ausmachen. Der Bund strebt ein staatliches Modell an, dessen Einzelheiten jedoch noch nicht vorliegen.

Der Zuschnitt der Erlaubnisfelder ergibt sich aus der Antragstellung und wird somit vom Antragsteller festgelegt. Der Antragsteller ist im eigenen Interesse gehalten, den Zuschnitt so zu wählen, dass die prognostizierten Strukturen unter Berücksichtigung möglicher geeigneter Bohransatzpunkte, der Minimierung von Wechselwirkungen zu den Bohrungen anderer Projekte und der Versorgungsstrukturen im Feld liegen. Aufgrund des starken Interesses und der relativ hohen Erlaubnisdichte sind nachträgliche Korrekturen nur noch schwer möglich.

Eine begleitende hydraulische und thermische Modellierung des Feldes im Vorfeld der Detailerkundungen und der Bohrungen wäre zwar hilfreich und wünschenswert, ist jedoch aufgrund der ungenügenden Datendichte und der sehr komplexen Detailstrukturen im Malm belastbar nicht möglich und wäre spekulativ. Die thermischen und hydraulischen Wechselwirkungen lassen sich deshalb erst dann beurteilen, wenn entsprechende Testversuche und Beweissicherungsmessungen nach Durchführung der Bohrungen vorgenommen werden.

2. Wirtschaftliche Nutzungskonzepte

In Bayern sind zur Zeit mehr als 80 Erlaubnisfelder vergeben, davon wären bei einem Temperaturniveau ab Top-Malm von mehr als 100 °C ca. 50 Felder für die geothermische Stromerzeugung geeignet.

Insgesamt wurde das gesamte Potential in Südbayern auf ca. 500 MW elektrisch geschätzt - dies sind ca. 5,6 % des bayerischen Stromverbrauchs in der Grundlast. Dazu kämen bis zu 3.500 MW thermisch, die in die geothermische Wärmeversorgung einfließen könnten, sofern hierfür genügend Abnehmer vorhanden wären.

Die Abnehmerdichte ist letztendlich auch ein begrenzender Faktor, denn die Geothermie macht wirtschaftlich nur dort Sinn, wo auf engstem Raum auch Verbraucherstrukturen, möglichst mit schon vorhandenem Wärmenetz vorhanden sind. Hier wären insbesondere die Städte und deren Umland anzusprechen. Gerade die Landeshauptstadt München verfügt bereits über ein gut ausgebautes Fernwärmenetz. Außerhalb von München ist der Ausbau der Netze weniger gut; der Freistaat Bayern setzt bei der Förderung der Geothermie daher auf den Ausbau der kommunalen Wärmennetze.

Würden alle möglichen Geothermieprojekte realisiert, ergäbe sich ein Investitionsvolumen für Bohrungen, Kraftwerksbau und Aufbau von Wärmenetzen von mindestens 6 Mrd. Euro.

Nutzungsvarianten sind oder werden in Bayern gegenwärtig wie folgt realisiert:

- Geothermische Stromerzeugung ab 100 °C und mehr als 100 l/s mit der anschließender Nutzung von Wärme für die geothermische Wärmeversorgung. Beispiel hierfür wäre das Projekt Unterhaching bei einer vorgesehenen Stromleistung von 3,4 MW elektr. und einer Wärmeleistung von bis zu 28 MW thermisch sowie auch die meisten anderen noch in der Planung befindlichen Projekte.
- Geothermische Wärmeversorgung in Kopplung mit Biomasseheizkraftwerken. Hier wird die Geothermie für die Grundlast eingesetzt – die erforderliche Redundanz ist durch die Biomasse gegeben. Bei den niedertemperierten Projekten kann das Thermalwasser durch die Abwärme der Biomasse zusätzlich aufgeheizt werden.

Gleichzeitig ergeben sich Möglichkeiten des Einstiegs in die unterirdische Wärmespeicherung. Im Sommer wird das zusätzlich über die Abwärme aufgeheizte Wasser im Malm – der sich aufgrund seiner spezifischen Aquifereigenschaften hervorragend als Wärmespeicher eignen könnte – wieder versenkt und im Winter das über Lagerstättentemperatur befindliche Wasser gefördert.

- Ausschließlich Projekte der geothermischen Wärmeversorgung für die Wärmeversorgung von Gemeinden oder industriellen Betrieben.

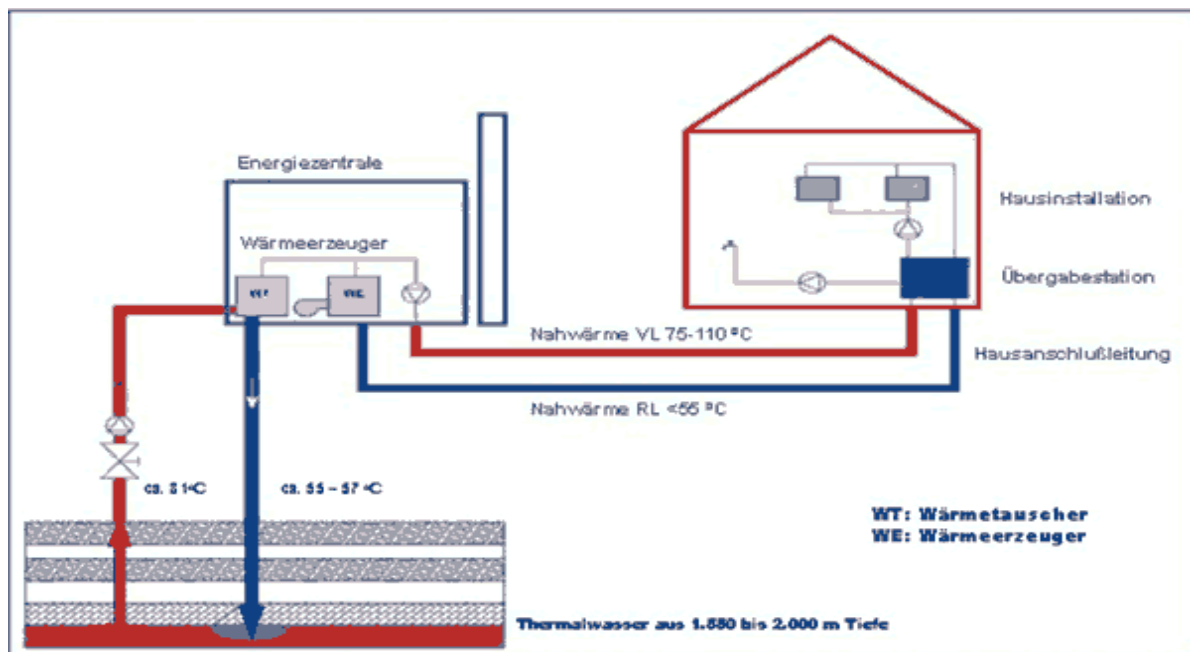
Die bisher realisierten Projekte in Straubing, Erding, München-Riem, Simbach am Inn, Pullach und Unterschleißheim sind ausschließlich Projekte der geothermischen Wärmeversorgung bei einer gegenwärtig installierten geothermischen Leistung von ca. 46 MW therm, die jedoch noch ausgebaut werden kann.

Bild F: Platzsparende Geothermieranlage: Beispiel Pullach



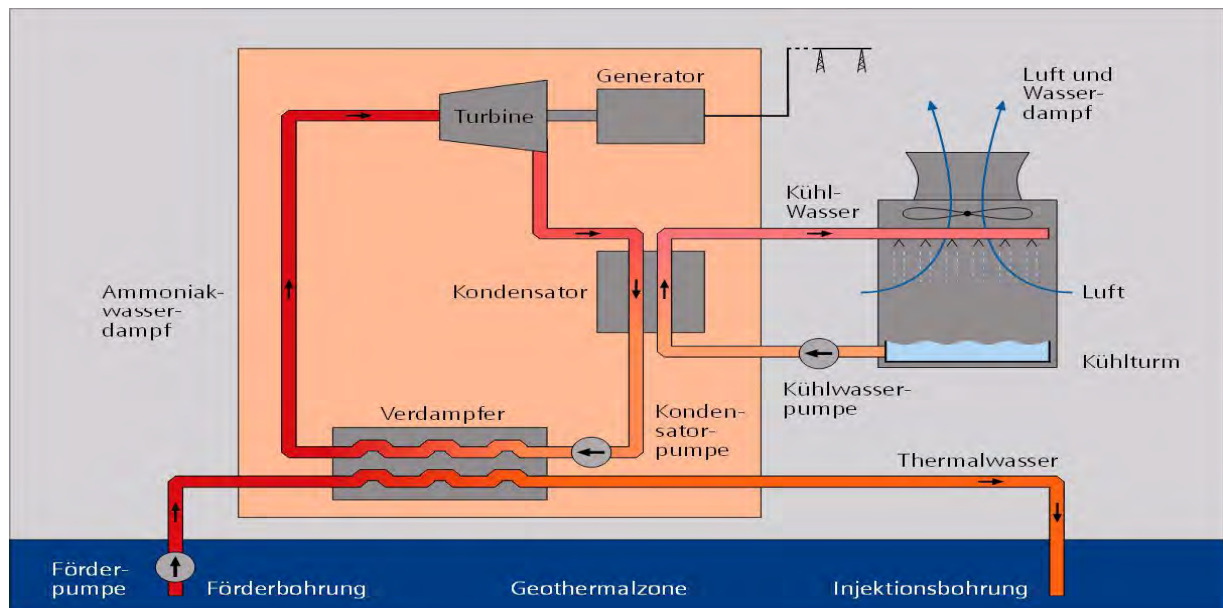
Quelle: Geothermie Pullach

Bild G: Schema der geothermischen Wärmeversorgung – Beispiel Unterschleißheim



Quelle: Geothermie Unterschleißheim AG

Bild H: Schema einer Kalina- Anlage zur Stromerzeugung



Quelle: Siemens AG, Erlangen

Für den Niedertemperaturbereich von 100- 160 °C wird in Bayern für die Stromerzeugung vorrangig die Kalina-Technologie, benannt nach seinem russischen Erfinder, Professor Kalina eingesetzt. Es handelt sich um einen klassischen Dampf-Turbinen- Prozess, bei dem die Wärmeenergie aus dem Thermalwasser über einen Wärmetauscher auf ein zweites Medium (Ammoniak-Wasser) übertragen wird. Durch Nachschaltung eines Kreisprozesses wird Dampf auf höherem Temperaturniveau erzeugt, so dass über eine Turbine Strom erzeugt wird. Dabei ist jedoch ein Kühlungssystem zur Entspannung und Verflüssigung notwendig. Das Problem hierbei ist die Verfügbarkeit von Kühlwassermengen bis 30 l/s aus dem Grundwasser. Daher werden zunehmend auch Überlegungen angestellt, hybride Systeme (Luft-Wasser-Kühlung) einzusetzen. Direktkühlung wie in Island ist in Bayern nicht möglich.

Die geothermischen Wirkungsgrade der Kalina-Technologie liegen bei ca. 10 - 15 % in Abhängigkeit von der Eingangstemperatur, Ausgangstemperatur und Kühltemperatur. Hierzu ein Beispiel:

Kalina-Kraftwerke: Beispiel für Bayern

T-Vorlauf: 130 °C, T-Rücklauf: 60 °C, Kühltemperatur Winter: 4 °C, Sommer: 15 °C, Ergiebigkeit : 120 l/s

	Winter	Sommer
Carnot	24,5 %	21,5 %
Technisch	14,2 %	12,6 %
 Strom	 4,7 MW	 4,2 MW

Die Wirkungsgrade des Prozesses sind deutlich niedriger als bei konventionellen Kraftwerken mit über 40%. Zur optimalen Ressourcennutzung und zur Minimierung des Kühlwasserbedarfs wurde daher die Forderung aufgestellt, nicht nur Strom zu produzieren, sondern auch eine Wärmenutzung anzuschließen. Dies kann durch die Auskoppelung von Wärme im Primärkreislauf (z.B. Strom von 130 bis 85 °C, dann Wärmenutzung von 85 bis 50 °C) oder Nutzung der beim Stromkreislauf anfallenden Abwärme geschehen. Dabei ist aber zu beachten, dass der größte Teil der Abwärme in einem Temperaturbereich unterhalb von 50 °C vorliegt.

3. Ausblick

Die hohe Zahl der Erlaubnisfelder für Erdwärme belegt, wie groß das Interesse an der Tiefengeothermie in Bayern ist. Bayern verfügt mit den Projekten Straubing, Erding, Simbach, Unterschleißheim, München-Riem, Pullach und Unterhaching über sieben bestehende Anlagen und ist damit Spitzenreiter in Deutschland. Mindestens vier weitere Projekte sind in einer sehr konkreten Bohrvorbereitung und sollen bis Ende des nächsten Jahres realisiert werden. Es bleibt abzuwarten, ob diese ähnlich erfolgreich verlaufen wie die bisherigen Projekte und sich der Boom in Bayern fortsetzen wird.

Text: Bergdirektor Rainer Zimmer,

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie

4.2.4 Merkblatt Geothermie von 12/2010



Merkblatt Geothermie

Stand: Dezember 2010

Phase 1 – Erkundung

Was wird für die Erkundungsphase benötigt?

1. Bergrechtliche Erlaubnis zum Aufsuchen von Erdwärme
2. Bergrechtliche Betriebspläne für die Bohrlochherstellung
3. Gewerberechtliche Genehmigung für Sonn- und Feiertagsarbeit
4. Bergrechtlicher Betriebsplan für den Pumpversuch
5. Wasserrechtliche Erlaubnis für den Pumpversuch

Wer macht Was?

- zu 1.) Der **Unternehmer** beantragt die bergrechtliche Erlaubnis gemäß § 7 in Verbindung mit § 3 Abs. 3 Nr. 2 Buchst. b Bundesberggesetz (BBergG) beim **StMWIVT**¹. Die bergrechtliche Erlaubnis ist die Grundvoraussetzung für alle Aufsuchungsarbeiten.
- zu 2.) Der **Unternehmer** legt dem **Bergamt Südbayern**² je einen Betriebsplan für die Herrichtung des Bohrplatzes (Hauptbetriebsplan, Teil A) und für die Durchführung der eigentlichen Bohrarbeiten (Hauptbetriebsplan, Teil B) vor; siehe hierzu auch § 51 i.V.m. § 2 Abs. 1 Nr. 1 und § 3 Abs. 3 Nr. 2 Buchst. b BBergG. Die Betriebspläne müssen detailliert auf den Bau des Bohrplatzes mit Zuwegung bzw. auf die technischen Einrichtungen der Bohranlage, auf den Personaleinsatz und auf Maßnahmen zum Umweltschutz (einschließlich Lärmschutz) und Arbeitsschutz eingehen.
- zu 3.) Der **Bohrunternehmer** beantragt beim **Bergamt Südbayern** in begründeten Fällen eine Feststellung der Voraussetzungen für Sonn- und Feiertagsarbeit nach § 13 ArbZG³ i.V.m. § 2 Abs. 1 ASiMPV⁴
- zu 4.) Der **Unternehmer** legt dem **Bergamt Südbayern** den Betriebsplan für die Durchführung des Pumpversuchs vor. Der Betriebsplan muss detailliert auf die technischen Einrichtungen der Bohrung während des Pumpversuchs (unter- und übertätige Einrichtungen, sicherheitstechnische Anlage) und auf den Personaleinsatz eingehen.

¹ Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, Referat VI/5, 80525 München

² Regierung von Oberbayern – Bergamt Südbayern, Maximilianstr. 39, 80538 München

³ Arbeitszeitgesetz (ArbZG) vom 06.06.94 (BGBl. I. S 1171)

⁴ Verordnung über Zuständigkeiten auf dem Gebiet des Arbeitsschutzes, der Sicherheitstechnik, des Chemikalien- und Medizinprodukterechts vom 02.12.98 (GVBl. S. 956)

- zu 5.) Der **Unternehmer** beantragt beim **Bergamt Südbayern** für den Pumpversuch und für das Ableiten von Tiefenwasser aus der Bohrung eine wasserrechtliche Erlaubnis nach § 8 WHG i.V.m. Art. 64 Abs. 1 BayWG.

Phase 2 – Gewinnung

Was wird für die Gewinnungsphase benötigt?

1. Bergrechtliche Bewilligung für die Gewinnung von Erdwärme
2. Bergrechtliche Hauptbetriebsplan für die Gewinnung von Erdwärme
3. Wasserrechtliche Erlaubnis für die Benutzung des Tiefenwassers

Wer macht **Was**?

- zu 1.) Der **Unternehmer** beantragt eine bergrechtliche Bewilligung gemäß § 8 i.V.m. § 3 Abs. 3 Nr. 2, Buchst. b BBergG beim **StMWIVT**. Die bergrechtliche Bewilligung ist die Voraussetzung für eine Gewinnung von Erdwärme.
- zu 2.) Der **Unternehmer** legt dem **Bergamt Südbayern** einen Hauptbetriebsplan für die Führung des Gewinnungsbetriebs vor (§ 52 BBergG). Der Betriebsplan muss Angaben zu den technischen Einrichtungen zum Gewinnen von Erdwärme (unter- und übertägige Einrichtungen, Bohrlochkopf, sicherheitstechnische Anlagen bis einschließlich Wärmetauscher) enthalten. Der Sekundärkreislauf hinter dem Wärmetauscher (bei Reinjektion) oder die Fortführung der Leitung nach dem letzten Schieber des ersten Ausgleichsbehälters (bei balneologischer Nutzung) sind nicht Gegenstand der Genehmigung.
- zu 3.) Der **Unternehmer** beantragt beim **Bergamt Südbayern** eine wasserrechtliche Erlaubnis nach § 8 WHG i.V.m. Art. 64 Abs. 1 BayWG für das Entnehmen, Zuteilen und Ableiten von Tiefenwasser aus der Bohrung im Rahmen der geothermischen Nutzung der Tiefenwässer.