

# **Wirtschaftliche Betrachtung**

für das

## **Geothermie-Projekt**

der

## **Stadt Starnberg**

## Inhaltsverzeichnis

<b>1.</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>3</b>
1.1	Studie INH und grundsätzliche Machbarkeit .....	3
1.2	Definition der Aufgabe und Datenbeschaffung .....	3
<b>2.</b>	<b>Wärmebedarf, mittelfristiger Netzausbau</b> .....	<b>5</b>
2.1	Geothermisches Potential .....	5
2.2	Spitzen- und Redundanzleistung .....	5
2.3	4 theoretische Bauabschnitte .....	6
2.4	Weitere Potentiale .....	7
<b>3.</b>	<b>Wirtschaftlichkeitsbetrachtung</b> .....	<b>8</b>
3.1	Kostenschätzung Investitionskosten .....	8
3.2	Laufende Jahreskosten .....	8
3.3	Wärmeverkauf .....	9
3.4	Sensitivität des Projektes .....	9
3.5	Optimierung .....	9
3.6	Zusammenfassung .....	10
<b>4.</b>	<b>Geothermie und Fernwärmenetze</b> .....	<b>11</b>
<b>5.</b>	<b>Fazit und weiteres Vorgehen</b> .....	<b>12</b>
<b>6.</b>	<b>Anlagen</b> .....	<b>13</b>

## 1. Einleitung

Die Stadt Starnberg plant, gemäß Stadtratsbeschluss, den Energiebedarf zu einem möglichst hohem Anteil regenerativ abzudecken. Hierzu plant die Stadt unter anderem ein Fernwärmenetz, das durch geothermische Energie und evtl. weitere Energiequellen gespeist werden soll.

Die Fa. Enex besitzt ein Bergrecht in diesem Gebiet, das die Nutzung der Wärme aus Geothermie vorsieht.

Deshalb sollte eine einvernehmliche Einigung zwischen dem Feldeseigner Enex und der Stadt Starnberg erzielt werden.

Die GeTeS AG hat den Auftrag erhalten die vorhandene Studie der Fa. INH weiter zu vertiefen, die unterschiedlichen Parameter genauer zu ermitteln und Anhand eines Businessplans die Wirtschaftlichkeit des Projektes zu überprüfen.

Mit Hilfe dieses Wirtschaftsplans sollen die optimale Einkaufskonditionen für die Geothermische Energie am Eingang des Heizwerks ermittelt werden.

### 1.1 Studie des Büros INH über die grundsätzliche Machbarkeit

Die Stadt Starnberg hat bereits eine erste Machbarkeitsstudie von dem Ingenieurbüro INH erhalten. Diese beschreibt mögliche Erschließungspotentiale. Insbesondere wurden die öffentlichen Einrichtungen mit erheblichen Energiebedarf, wie Aquapark, Landratsamt und Krankenhaus, sowie ein angrenzendes Gewerbegebiet untersucht.

Nach dieser Studie beträgt die notwendige Anschlussleistung bis zur Variante 2 (ohne private Anschlüsse, einschl. Industriegebiet) etwa 10,4 MW und mit einer relativ hohen Anzahl von Vollaststunden (ca. 4.000 VBh / Jahr) wird eine Energiemenge von etwa 26,4 Mio kWh / Jahr benötigt. Hier wird die Stadt Starnberg gebeten für die großen Verbraucher, wie z.B. das Krankenhaus, detaillierte Angaben über die erforderliche Anschlussleistung zu liefern. In dieser Studie werden für das Krankenhaus eine Anschlussleistung von 1,2 MW Leistung und ein Energieverbrauch von 8 Mio kWh / Jahr angegeben. Dieses Energievolumen erscheint für Beheizungszwecke, bei der angegebenen Leistung, sehr hoch. Zwischenzeitlich wurde der Verbrauch für Desinfektionseinrichtungen übermittelt, die sicher nicht mit der Fernwärme bedient werden können, so dass in dieser Studie die Anzahl der kWh / Jahr um ca. 1,1 Mio nach unten korrigiert wurde, auf nun ca. 19 Mio kWh / Jahr für die öffentlichen Gebäude und auf ca. 25,3 Mio kWh / Jahr einschl. dem Industriegebiet.

Eine geothermische Einspeisung erscheint in jedem Falle sehr sinnvoll. Dies soll nun anhand dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verifiziert werden.

### 1.2 Definition der Aufgabe und Datenbeschaffung

Die GeTeS AG soll nun die Investitions-, Kapital-, Betriebs-, Einkaufs-, Verbrauchs- und Wartungskosten möglichst realistisch ermitteln und mit anderen Beispielen wie dem Geothermie-Projekt in Unterschleißheim abgleichen.

Ebenso soll anhand der örtlichen Situation eine erste Ermittlung der Kosten für die Erstellung des Fernwärmenetzes vorgenommen werden. Das Ing. Büro Reislöhner und Partner wurde hierzu von der GeTeS AG beauftragt. Die Kostenabschätzung wird für Kunststoff- und Stahlleitungen vorgenommen.

Diese Abschätzung soll später Grundlage einer Ausschreibung werden. Diese Ausschreibung ist noch nicht Gegenstand dieses Auftrags.

Der Plan soll sowohl bei den Verhandlungen mit der Fa. Enex, als Energielieferant, als auch bei der Fremdmittelakquise unterstützen.

Im Ergebnis sollen Empfehlungen über die Höhe des Einkaufs der Geothermischen Energie je kWh (an die Enex zu vergüten) sowie die erforderliche Leistung (Schüttung und Temperatur des Vorlaufs) ausgesprochen werden.

## 2. Wärmebedarf, mittelfristiger Netzausbau

### 2.1 Geothermisches Potential

Die Fa. Enex will in den nächsten 2 Jahren ein geothermisches Projekt zwecks Stromgewinnung erstellen. Dabei wird nach den vorliegenden geologischen Daten von einer Malmtiefe von ca. 3500m ausgegangen und einer Thermalwassertemperatur von ca. 125 °C ausgegangen.

Nach der Stromerzeugungsstufe kann das Thermalwasser der Fernwärmeproduktion zur Verfügung gestellt werden. Dabei handelt es sich nicht um eine „Abfallprodukt“. Es wird dadurch eine geringe Einbuße bei der Stromproduktion eintreten.

Die genauen Übergabe-Parameter wie Temperatur und Schüttung, die dem Fernwärmeprojekt zur Verfügung gestellt werden könnten, sind noch zu ermitteln; auch dabei soll diese Studie helfen

In dieser Studie wird ein Thermalwasser Vorlauf 85 °C, als Übergabe vom Enex-Kraftwerk, angenommen. Die Schüttung wird mit über 100 l/s erwartet. Es wird davon ausgegangen, dass die Fa. Enex unter dieser Schüttung das Projekt nicht realisieren würde.

Unter Berücksichtigung eines Rücklaufs des Heizwerkes von 60 °C ergibt sich ein zur Verfügung stehendes geothermisches Potential von:

$$P_{\text{Geo } 60} = 100 \text{ l/s} * 1,16 \text{ kWh}/(\text{m}^3\text{K}) * 3.600 \text{ s/h} * 25 \text{ K} = 10,448 \text{ MW}$$

Nimmt man pauschal 6% Verluste für Netz und Anlage an so stehen

**$P_{\text{Geo } 60 \text{ A}} = 9,814 \text{ MW}$**  für die Versorgung der Anschlüsse zur Verfügung.

Dieser Fall wird im Verlauf als „Standard“ bezeichnet.

Unter Berücksichtigung eines Rücklaufs des Heizwerkes von 55 °C ergibt sich ein zur Verfügung stehendes geothermisches Potential von:

$$P_{\text{Geo } 55} = 100 \text{ l/s} * 1,16 \text{ kWh}/(\text{m}^3\text{K}) * 3.600 \text{ s/h} * 30 \text{ K} = 12,528 \text{ MW}$$

Nimmt man pauschal 6% Verluste für Netz und Anlage an so stehen:

**$P_{\text{Geo } 55 \text{ A}} = 11,776 \text{ MW}$**  für die Versorgung der Anschlüsse zur Verfügung.

Je nach Ausbau des Netzes würde diese Leistung vollständig für die Versorgung des Netzes ausreichen.

### 2.2 Spitzen- und Redundanzleistung

Selbst bei einer Anschlussleistung von 20 MW, in einem sehr fortgeschrittenem Ausbaustadium, würde die Geothermie-Leistung als Grundlast ausreichen denn die ohnehin erforderliche Redundanz-Leistung könnte für die gelegentliche zusätzliche Spitzenlast herangezogen werden.

Unter Annahme des „Standard“ (siehe oben) wäre selbst bei einem hohen Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,70 eine Leistung von maximal 15 MW bereitzustellen. Die maximal erforderliche zusätzliche Spitzenleistung würde nur ca. 6,2 MW betragen.

Bei einer optimierten Rücklauftemperatur von 55 °C ( $P_{\text{Geo } 55 \text{ A}} = 11,776 \text{ MW}$ ) wäre eine zusätzliche Spitzenlast von nur ca. 3,24 MW erforderlich.

Die Spitzenleistung kann ohne weiteres von der weit aus höheren Redundanz-Leistung bereitgestellt werden.

Gemäß der INH Studie kann davon ausgegangen werden, dass die gesamte Energiemenge (kWh/Jahr) um mehr als 90% durch die Geothermie und nur zu ca. 10% durch Spitzenlast und Redundanz abgedeckt wird. In der Praxis dürfte bei vernünftiger Auslegung des Netzes die Zuheizung noch geringer sein. Dies wird erheblich von den notwendigen Vorlauftemperaturen im Netz abhängen. Die Ausgaben für den Einkauf von Heizöl und Gas wurden in dieser neuen Detailstudie mit 6% der Erlöse für Redundanz (Ausfall oder Wartung der Anlage für etwa 500 h/Jahr) zzgl. der ermittelten theoretischen notwendigen Spitzenleistung gerechnet. Diese hängt wesentlich von der zur Verfügung stehenden Schüttungsrate und Vorlauftemperatur ab, siehe hierzu Varianten in der Anlage.

Zur redundanten Absicherung der Energieversorgung sollten nach Möglichkeit auch die vorhandenen Energieerzeuger genutzt werden.

Die Stadt Starnberg stellt hierzu der GeTeS AG eine Liste der vorhandenen Energieerzeuger zur Verfügung mit einem entsprechenden Zustandsbericht. Sofern nicht die gesamte Redundanz über diese Anlagen abgedeckt werden kann, können zentral noch Heizkessel installiert werden.

Als Worst-Case hierfür wurden in dieser Studie 1,2 Mio € Investitionssumme für Redundanz und Spitzenlast angenommen. Diese beinhalten sowohl eine mögliche Ablöse der vorhandenen Anlagen als auch die Anschaffung zusätzlicher moderner Heizkessel.

## **2.3 4 theoretische Bauabschnitte**

Es wurde ein Ausbau des Fernwärmenetzes in 4 Bauabschnitten angenommen. Der erste Abschnitt würde auf Basis der INH Studie, bis einschl. Variante 2, definiert. Dabei werden die wichtigsten kommunalen Abnehmer versorgt. Darunter der Aquapark, das Landratsamt und das Krankenhaus. Ebenso wird, nach der Studie, das benachbarte Gewerbegebiet angeschlossen, mit einem Anschlussgrad von 60%.

Die weiteren 3 Abschnitte, angenommen im 3., 5. und 10. Jahr, sollen später je ca. 165 Haushalte mit einer Anschlussleistung von jeweils 12 kW Anschlussleistung und einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,65 durchschnittlich erschließen. Die Erfahrung aus anderen Projekten hat gezeigt, dass die privaten Verbraucher sehr zügig die angebotene Anschlussmöglichkeit nutzen.

Die deutlich gestiegenen Energiepreise zeigen, dass auch private Abnehmer einen wesentliche Beitrag bei der Rentabilität des Projektes leisten. Für die zügige Gewinnung möglichst vieler Teilnehmer empfiehlt sich ein fähiges Akquisitionsteam.

## 2.4 Weitere Potentiale

Bei einem weiteren Ausbau des Netzes über 20 MW sollte die Rücklauftemperatur auf bis zu 50 °C abgesenkt werden. Damit kann eine um ca. 2,0 MW höhere Geothermie Leistung bereitgestellt werden. Diese würde bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,70 (Worst Case) weitere 3 MW Anschlussleistung, bzw. weitere ca. 250 Hausanschlüsse, sicherstellen.

Ein weiteres Potential würde durch eine höheren Förderrate der Thermalwasserbohrung von z.B. 150 l/s entstehen. Die Geothermie-Leistung würde dann nach Abzug der Netz- und Anlagenverluste über 17,852 MW betragen.

Insgesamt gilt festzuhalten, dass die Geothermie-Leistung nahezu den gesamten Bedarf abdecken kann, bei einem sehr geringen zusätzlichen Spitzenlastanteil.

Da die Bohrung nicht von der Fernwärme alleine abgeschrieben werden muss, so wie bei anderen Projekten, sondern die Wärme von der Fa. Enex flexibel abgekauft werden kann, ist die Investition in das Projekt äußerst empfehlenswert.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt, dass das Projekt vom ersten Jahr an hochrentabel ist.

Unter Berücksichtigung der ökologischen Wertes des Projektes ist es in jedem Fall uneingeschränkt zu empfehlen.

### **3. Wirtschaftlichkeitsberechnung, Businessplan**

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden in Anlehnung an die VDI 2067 und der üblichen Betrachtung von Businessplänen, wie sie Finanzinstitute und Investitionsgesellschaften benutzen, durchgeführt.

Sämtliche Preise und Kosten sind Nettobeträge, denen die jeweils gültige gesetzliche Mehrwertsteuer hinzugerechnet werden muss. Sie wurden durch Abgleich mit andern laufenden Projekten ermittelt.

#### **3.1 Kostenschätzung Investitionskosten**

Hierbei wurden von dem Ingenieurbüro Reislöhner und Partner die Kosten für das Fernwärmenetz näherungsweise ermittelt (Anlage 1). Im Grundausbau wird der Umfang der Studie INH bis Variante 2 (ohne private Anschlüsse) zu Grunde gelegt.

Dabei wurde von einer Netzerstellung mit Kunststoffleitungen der Fa. Rehau ausgegangen. Diese sind für Temperaturen bis zu 100 °C einsetzbar, und bei 85° C wie hier angenommen, mindestens 50 Jahre haltbar.

Die Netzkosten bis Variante 2 wurden mit 5,5 Mio Eur einschl. der Anschlüsse angesetzt. Bei Einbau von Stahlleitungen würden die Investkosten um etwa 2 Mio EUR steigen (Anlage 9).

Gegengerechnet wurden pauschal 400 T EUR für die Gebühren die die Verbraucher bis zur Variante 2 zu entrichten hätten

Bei der Erschließung der privaten Teilnehmer, ab dem 3. Jahr wurde eine Investitionssumme von 10.000 € je Teilnehmer durchschnittlich angenommen, nach Abzug der zu leistenden Hausanschlusskosten (HAK) und Baukostenzuschüsse (BKZ), die von den Wärmeabnehmern zu entrichten sind.

Diese Zahl erwies sich als sehr realistisch in anderen Projekten.

#### **3.2 Laufende Jahreskosten**

In der Anlage A2 (Grundlagen) werden die Gesamt-Jahreskosten, die sich aus den Kapital-, Instandhaltungs-, Betriebs-, Verbrauchs- und Sonstigen Kosten zusammensetzen, ermittelt.

Darin sind insbesondere die Einkaufskosten für die geothermische Energie als auch die Stromkosten für die Netzaufrechterhaltung enthalten.

Der Wärmeeinkauf wurde für 3 verschiedene Szenarien gerechnet, XXX Eur, XXX Eur und XXX Eur je eingekaufte kWh.

Die benötigte Geothermiemenge wurde abzüglich einer Abschaltung von 6% bezogen auf das Gesamte benötigte Energievolumen, für Wartungszwecke und Ausfälle, konservativ angesetzt.



Bei der Spitzen- und Reservelast (Redundanz) wurden ebenso 6 % des Energievolumens für Wartungsarbeiten und Ausfälle an der Geothermiestufe hinzugerechnet. Das realistische Szenario dürfte, verglichen mit anderen Projekten unter 5 % liegen. Der Anteil der Spitzenlast liegt angesichts des hohen Geothermieanteils unter 1,5%.

Die Stromkosten wurden gemäß der INH Studie angesetzt. Durch Vergleich mit dem Projekt Unterschleißheim zeigte sich, dass diese Annahme etwas zu hoch ist.

### **3.3 Wärmeverkauf**

Zur Berechnung der Erlöse sind wir von den derzeit üblichen Konditionen anderer Geothermie-Projekte ausgegangen.

In der Grundkalkulation wurde von 0,08 Eur / kWh für öffentliche und gewerbliche Abnehmer ausgegangen, bei den privaten Abnehmern von 0,085 Eur / kWh. Eine durchschnittliche Steigerung von 2% pro Jahr wurde angenommen. Als Variante wurde der Businessplan auch mit einer Steigerungsrate von 3 % bzw. 4% gerechnet.

### **3.4 Sensitivität des Projektes**

Wie die Sensitivitätsanalyse zeigt, ist die Wirtschaftlichkeit des Konzepts sehr stabil. Erst bei extremen Parameteränderungen, z.B. Einkauf der Geothermie für mehr als XXX EUR / kWh beginnt die anfängliche Rendite des Projektes signifikant zu sinken. Jedoch auch in diesem Falle ist die langfristige Entwicklung der Rentabilität positiv.

Eine Veränderung der Inflationsrate wirkt sich auf das Projekt positiv aus. Es wurde von Preissteigerungen für Heizöl / Gas und Strom von jährlich 2 % und für Lohnkosten ebenfalls von 2 % ausgegangen. Alternativ wurden Berechnungen mit 3% und 4% angestellt.

Da die Bohrung und die Fördertechnik für das Thermalwasser nicht Gegenstand der Investitionen sind, diese trägt alleine der Investor für das Verstromungsprojekt, entstehen hierdurch keine schädlichen Kostenvariablen.

### **3.5 Optimierung**

Wesentliches Optimierungskriterium wäre die Absenkung der Rücklauftemperatur auf ca. 50 °C. Damit würde die Netzleistung um min. weitere 5 MW steigen oder die Stromkosten für die Erhaltung des Netzes würden sinken.

Ebenso hat ein geringerer Gleichzeitigkeitsfaktor eine höhere Anschlusskapazität zur Folge. Dieser verringert sich durch den Anschluss mehrerer Teilnehmer. In Unterschleißheim zeigt sich im privaten Bereich ein GF von ca. 0,55.

Realistisch ist davon auszugehen, dass die privaten Anschlüsse sehr viel schneller als hier angenommen wurde folgen werden.

### 3.6 Zusammenfassung

Aus wirtschaftlicher Sicht kann das Geothermie-Projekt (Fernwärmenetz) empfohlen werden. Den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat der Einkaufspreis der Geothermie-Energiemengen. Anhand der Studie zeigt sich, dass das Projekt auch bei einem Einkaufspreis von XXX EUR / kWh rentabel verläuft jedoch ist es optimal eingestellt bei einem Preis von bis zu XXX EUR / kWh. Dieses Verhandlungsziel wird der Stadt Starnberg hiermit empfohlen.

Auch der Anschluss privater Abnehmer zeigt sich für die Rendite positiv. Insofern ist auf eine frühzeitige Akquisition Wert zu legen. Die hier angenommenen Anschlusszahlen sind sehr konservativ angenommen. Mindestens 2 bis 3 mal so viele Anschlüsse dürften sich, bei entsprechender Darstellung des Projektes, realisieren lassen.

Der Einfluss der Ölpreissteigerung ist sehr stark, dagegen beeinflusst ein Anstieg der Investitionskosten die Wirtschaftlichkeit nur relativ gering.

Die von der GeTeS angenommenen Größen wurden stets so abgeschätzt, dass sie zu einem schlechteren Ergebnis führen. Bei entsprechender Projektumsetzung und ausreichender Planungszeit lässt sich eher ein positiveres Ergebnis erzielen.

Die Geothermie hat gegenüber allen anderen bekannten Fernwärmeversorgungen den Vorteil, dass im Vergleich praktisch keine Verbrauchskosten auftreten (die Stromkosten liegen bei nur ca. 7 % der erzielbaren Wärmepreise) Insofern steht eine versorgungssichere, absolut saubere, lokale und für die Bürger preiswerte Energie zur Verfügung, die auch Wertschöpfung und damit Arbeitsplätze in der Region schafft und die, wenn die Anlaufverluste ausgeglichen sind, anschließend auch noch hohe Gewinne abwirft.

Sogar der Einstieg eines privaten Investors wäre angesichts der hohen Rentabilität sicher möglich. Hierzu müsste bei einer solchen Entscheidung eine entsprechende Akquisition, bei der die GeTeS ausdrücklich gerne unterstützen würde, bald beginnen.

Trotz aller Sorgfalt bei der Erstellung der Studie, können nicht alle Parameter bis ins Detail überprüft werden. Insbesondere der tatsächliche Bedarf der kommunalen Einrichtungen und deren tatsächlich erforderliche Anschlussleistung muss nochmals genau verifiziert werden, spätestens vor Auslegung des Fernwärmenetzes und des Projektes insgesamt.

#### 4. Geothermie und Fernwärmenetze

Die Geothermie steht nahezu unbegrenzt in der Tiefe der Erde zur Verfügung. Das limitierende Kriterium ist die sog. Fündigkeit einer Geothermie-Bohrung. Die geothermische Wärme wird mit der gegenwärtigen Technik nur dann sinnvoll nutzbar wenn ein geeignetes Transportmedium, in diesem Fall Thermalwasser, gut erschlossen und mit hohen Fließraten an die Oberfläche gepumpt werden kann. Ebenso muss eine „fündige“ Reinjektionsbohrung des Thermalwasser mit den angestrebten Fließraten auch wieder in den Untergrund zurückführen können. Dieses „Fündigkeitsrisiko“ liegt im vorliegenden Fall beim Investor, die Fa. Enex, die das geothermische Potential insbesondere für die Produktion von Strom erschließen will. Es ist davon auszugehen, dass die Fa. Enex auch Erlöse durch zusätzlichen Wärmeverkauf erzielen will und muss, um die hohen Bohr- und Gesamtinvestitionskosten vernünftig wieder erwirtschaften zu können. Das Fernwärmeprojekt hängt insofern vom Erfolg dieser Bohrungen ab.

Die Geothermie eignet sich hervorragend um die Ziele der geplanten CO<sub>2</sub>-Einsparungen zu erreichen da einzige Hilfsenergie für den Betrieb solcher Anlagen die Energie für den Betrieb der Pumpen ist. Im vorliegenden Fall ist deren Anteil an der Energiebilanz äußerst gering, es wird lediglich Wärme die ohnehin am Stromkraftwerk zur Verfügung steht genutzt und umgewälzt. Über die Umweltbilanz reiner geothermischer Stromkraftwerke wird hier keine Aussage getroffen.

Eventuelle Gutschriften aus dem CO<sub>2</sub>-Emissionshandel wurden in der Studie nicht berücksichtigt.

Die Berechnung des Brennstoff-Bedarfs zur Abdeckung der Spitzenlast kann als Worst-Case-Betrachtung angesehen werden. Durch Optimierung der Wärmeabnehmer hinsichtlich Rücklauftemperatur und zeitlicher Verteilung der Lastspitzen kann ggf. ein beträchtlicher Teil eingespart und durch Geothermie-Wärme ersetzt werden. Dies würde zu einer ebenfalls wieder besseren wirtschaftlichen und ökologischen Bilanz führen.

Mit dem vorliegenden Konzept kann mittel- und langfristig auf jeden Fall ein Großteil des Stadtgebietes von Starnberg erschlossen werden. Aufgrund der hohen verfügbaren Geothermie-Leistung (Bedingung für die Inbetriebnahme eines Stromkraftwerkes durch die Fa. Enex) muss erst bei erheblichen Ausbau des Netzes eine Mittellast erweitert werden.

Sogar der Einstieg eines privaten Investors wäre angesichts der hohen Rentabilität sicher möglich. Hierzu müsste bei einer solchen Entscheidung eine entsprechende Akquisition, bei der die GeTeS ausdrücklich gerne unterstützen würde, bald beginnen.

## 5. Fazit und weitere Vorgehensweisen

Es zeigt sich, dass das Geothermie-Fernwärmeprojekt wirtschaftlich ist und in jedem Fall günstiger ist als die Versorgung mit einzelnen Gas- oder Ölheizungen.

Da das Risiko der Bohrung nicht bei der Stadt Starnberg liegen würde, sondern bei dem Investor der Bohrung, nämlich der Fa. Enex, besteht keine Gefahr des Kapitalverlustes für die Stadt.

Die Umsetzungen des Geothermie-Fernwärmeprojekts kann also aus wirtschaftlicher und energiepolitischer Sicht sowie aus Umweltgesichtspunkten uneingeschränkt empfohlen werden.

Mit Beschluss der Umsetzung des Projekts wäre es sinnvoll den Auftrag für die technische Planung des Nahwärmenetzes und der Geothermie-Energiezentrale zu erteilen, damit ein optimales Planungsergebnis ohne unnötigen Zeitverlust erreicht wird.

Zwischenzeitlich sollten Sanierungs- und Neubaumaßnahmen anderer Sparten (Kanal, Wasser, Straßenoberfläche, etc.) zurückgestellt werden, damit Synergieeffekte weitere Einsparungen ermöglichen.

Eine umfangreiche und erfolgreiche Akquisition ist ein wesentliches Kriterium für den wirtschaftlichen Erfolg des Projekts.

Daher sollte durch entsprechende positive Öffentlichkeitsarbeit unterstützt werden, dass bis zur Umsetzung viele bestehende Heizungsanlagen nicht saniert oder auf andere Energieträger umgestellt werden, da sie dann im Regelfall auf längere Sicht für den Anschluss an das Geothermie-Projekt verloren wären. Eine evtl. bestehende kommunale Förderung der Umstellung auf Gas oder andere Energieträger sollte sofort eingestellt werden.

Bei Aussicht auf den Anschluss an eine regenerative Energieversorgung werden in der Regel von der Landratsämtern sehr einfach Ausnahmegenehmigungen zum weiteren Betrieb der Altanlagen erteilt.

Sehr wichtig für ein effektives Einsetzen der Geothermie ist die Überprüfung der Verbraucher dahingehend, dass die verlangte Vorlauftemperatur möglichst die Vorlauftemperatur aus dem Geothermiekreislauf (vom Stromkraftwerk zur Energiezentrale) nicht überschreitet. Insbesondere nicht in der Übergangszeit, bzw. wenn keine Spitzenlast erforderlich ist. Es entstünden sonst unnötige Zuheizkosten, nur um das Temperaturniveau zu halten.

Unterschleißheim, 02.09.2008

## 6. Anlagen

Anlage 1: Berechnung der voraussichtlichen Netzkosten durch Fa. Reislöhner und Partner sowie ein Übersichtsplan

Anlage 2: Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsberechnung, Variante 1 (Standard)

Anlage 3: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Standard, EK XXX Eur / kWh,  
Normale Höhe der Investitionskosten (Kunststoffleitungen),  
Vorlauf 85 °C, Rücklauf 60 °C

Anlage 4: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Variante 2, EK XXX Eur / kWh

Anlage 5: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Variante 3, EK XXX Eur / kWh

Anlage 6: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Variante 4, Schüttung 80 l/s

Anlage 7: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Variante 5, Schüttung 120 l/s

Anlage 8: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Variante 6, höhere Investkosten  
(Stahlleitungen) und höherer Anschlussgrad von privaten Haushalten

Anlage 9: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Variante 7, wie oben jedoch mit  
Kostensteigerung 3%

Anlage 10: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Variante 8, wie oben jedoch mit  
Kostensteigerung 4%

Anlage 11: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Variante 9, wie oben (Variante 6) jedoch bei Vorlauf der Geothermie 80° C

Anlage 12: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Variante 10, wie oben jedoch bei Vorlauf der Geothermie 82° C

Anlage 13: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Variante 11, wie oben (Variante 6) jedoch bei Rücklauf der Geothermie 55° C

Anlage 14: Diagramme ausgewählter Varianten