

Wirtschaftlichkeitsanalyse und Risikoabsicherung von Geothermieprojekten

Erfolge und Herausforderungen

Innerhalb weniger Jahre ist die Geothermie zu einer festen Größe der Energieversorgung in Bayern geworden. Zahlreiche erfolgreiche Wärmeprojekte belegen dies. Stromprojekte werden folgen. Viele Initiatoren allerdings haben die Herausforderungen der Projektentwicklung und des Projektmanagements, den Finanzbedarf sowie die gesamte Komplexität der Projektumsetzung unterschätzt und mussten aufgeben. So ist die „Claimlandschaft“ in Bewegung geraten. Die Rahmenbedingungen für Wärme- und Stromprojekte sind weiterhin gut, wenngleich die Weltwirtschaftskrise die Finanzierung erschwert. Trotz kurzfristig gesunkener Ölpreise profitieren Wärmeprojekte von der Sorge um die Abhängigkeit von den klassischen Energieträgern, die im Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine ihren jüngsten Höhepunkt fand. Die Aufsuchung der Geothermie in der Molasse gestaltet sich zwar schwieriger, als ursprünglich vermutet, gerade bei den mit Stromprojekten einhergehenden Bohrtiefen jenseits der 4.000 m. Doch wurden mit der Novelle des EEG wieder Rahmenbedingungen geschaffen, die unter Einschluss des sog. „Frühstarter“- und des „Wärmebonus“ die Rentabilität eines Stromprojekts sichern. Alle Wirtschaftlichkeitssimulationen für Wärme- und Stromprojekte zeigen, dass der Grad zwischen einem rentablen und einem unrentablen Geothermieprojekt unverändert

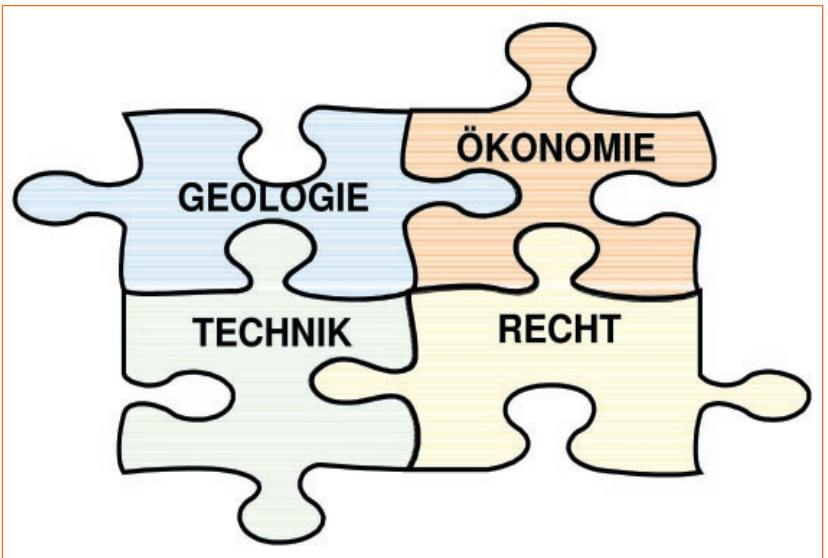


Abb. 1 ■

schmal (geblieben) ist. Entsprechend hohe Anforderungen stellen Investoren und Banken an die Finanzsimulation und das Risikomanagement der Projekte. Die Herausforderung liegt darin, die Projektkomplexität zu beherrschen sowie Technik und Projektverlauf zutreffend in den Finanzströmen abzubilden (Abb. 1). Aus diesem Grund haben wir ein Kompetenznetzwerk ins Leben gerufen, um den Projektinitiatoren – gestützt auf das Know-how aus mehr als 20 betreuten Geothermieprojekten – integrierte Beratung über alle Disziplinen und Schnittstellen sowohl während der Planung als auch in den Jahren der Projektumsetzung zu bieten (www.geothermiekompetenz.de).

Projektübernahmen begleiten wir mit einer umfassenden geologischen, technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Due Dilligence. ■

Investitionen und Finanzierung

Die Projektökonomie erläutern wir anhand zweier für die Molasse realistischer aber typisierter Projekte. Im Stromprojekt sollen rund 120 l/s Wasser bei einer Temperatur von mindestens 140 °C in vertikaler Tiefe von bis zu 4.500 m unter GOK durch eine Dublette (8 1/2“) erschlossen werden. Eine höhere Schüttung kann auch unter den günstigen Bedingungen der Molasse bei Dublettenbetrieb nicht ohne weiteres unterstellt werden. Hierfür bedürfte es einer Triplette oder – was sich bei Entscheidungssimulationen als die wahrscheinlichere Variante erweist – der Projektkonzeption mit zwei Dubletten. Bei Einsatz eines ORC-Prozesses und Auskühlung auf ca. 70 °C beträgt die installierte jahresdurchschnittliche Kraftwerksleistung rund 4 MW. Der Einsatz eines Kalina-Prozesses würde die Leistung auf ca. 4,5 MW

Investitionen Strom-Geothermieprojekt	€	in %
Grundstück	500.000	1,18%
Planung / Entwicklung	3.000.000	7,11%
Bohrplatz	1.000.000	2,37%
Bohrung	24.000.000	56,87%
Fündigkeitsversicherung	4.200.000	9,95%
Kraftwerk (incl. Technik)	6.500.000	15,40%
Förderpumpe	600.000	1,42%
Pumpenelektrik	400.000	0,95%
Netzanschluss / Infrastruktur	300.000	0,71%
Bau- / Außenanlagen	500.000	1,18%
Kraftwerksgebäude	500.000	1,18%
Schaltanlagen	200.000	0,47%
Wärmeübergabe	500.000	1,18%
SUMME	42.200.000	100,00%

Abb. 2 ■

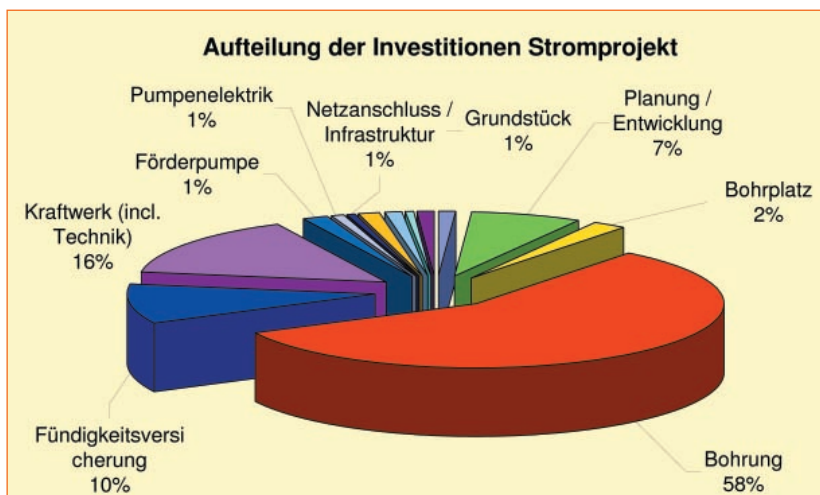


Abb. 3 ■

steigern. Ob die Mehrerlöse die erhöhten Investitionen und Betriebsaufwendungen überkompensieren, kann gerade im Temperaturbereich von 140 - 150 °C nur anhand standortspezifischer Betrachtung beantwortet werden. Für die 4 MW Variante mit ORC-Prozess sind Investitionen von rund 42 Mio. €, einschließlich der Bauzeitzinsen von rund 45 Mio. € erforderlich. Die Kosten je installiertem MW betragen somit ca. 10,5 - 11 Mio. € (Abb. 2 und 3). Auf die Bohrung entfallen über 50% der Investitionen. Hier wurden Kosten unterstellt, die bei Projekten in 2008 realisiert wurden. Ob deren „eingepreiste“ Schwierigkeiten künftig vermieden und so ca. 10 - 20% eingespart werden können, bleibt abzuwarten. Bohrungen in

Tiefen > 4.000 m bergen jedenfalls besondere Herausforderungen und Risiken. Auch ist es per Saldo loh-

nend, nicht zu knapp in Projektentwicklung und Projektmanagement zu investieren (vgl. Artikel gec-co). Wegen der aber stets immanenten Explorationsrisiken werden je nach Fündigkeitsversicherungskonzept - hier existieren mittlerweile geeignete Angebote - bis zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme Eigenmittel in Höhe des überwiegenden Teils der Bohrungen bzw. von ca. 25 - 50% der Investitionen verlangt, ehe von der Explorationsauf die Projektfinanzierung umgestellt werden kann. Diese Eigenmittel zu beschaffen gelingt regelmäßig nur, wenn bei seriöser Projektkalkulation eine Gesamtkapitalrendite bzw. ein interne Verzinsung des Free Cashflow von rund 10% p.a. prognostiziert werden kann. Beim Wärmeprojekt sollen aus einer Tiefe von rund 2.700 m unter GOK mit einer Dublette (6 1/8“) rund 60 l/s bei einer Temperatur von ca. 90 °C gefördert werden. Bei der geplanten Netzzurücklauf-temperatur von 50 °C wird ein thermisches Potenzial von ca. 9,5 MW nutzbar gemacht, um in einer Gemeinde mit bis zu 10.000 Einwohnern im Endausbau über 1.000 Wärmekunden mit insgesamt rund 35 MW anzuschließen und etwa 65 GWh Wärme zu liefern (Haushalte, Gewerbe und öffentliche Gebäude). Die Wärmeprojekte

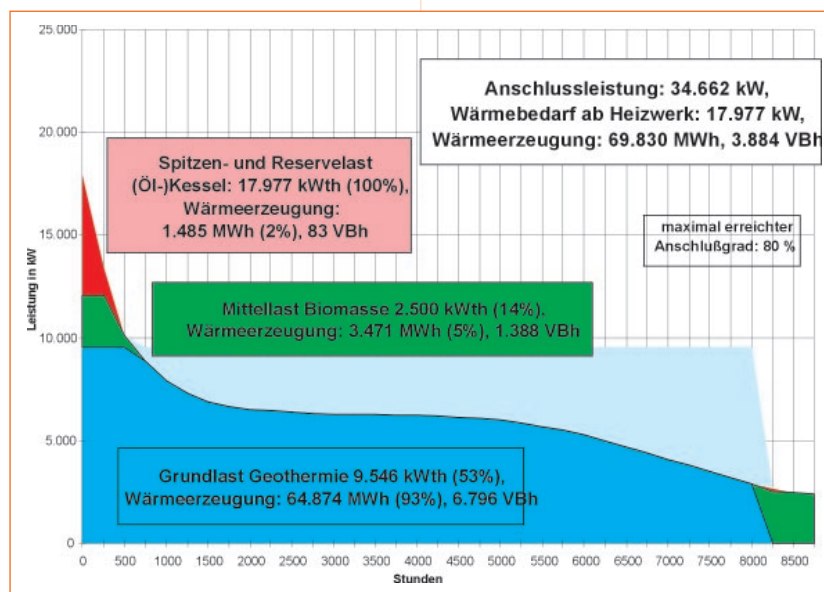


Abb. 4 ■

Investitionen Wärme-Geothermieprojekt	€	in %
Grundstück	1.000.000	2,30%
Bohrung	13.500.000	31,07%
Thermalwasserpumpen	630.000	1,45%
Bau / Außenanlagen	1.900.000	4,37%
Technik GEZ	3.100.000	7,13%
Technik Spitzen / Heizz.	1.400.000	3,22%
Technik Biomasse	2.920.000	6,72%
Verteilnetz	8.800.000	20,25%
Hausanschlüsse	3.600.000	8,29%
WU-Stationen	2.900.000	6,67%
Planung Netz	1.300.000	2,99%
Sonstiges / "Reserve"	2.400.000	5,52%
SUMME	43.450.000	100,00%

Abb. 5 ■

setzten meist auf eine hybride Versorgung aus Geothermie in der Grundlast und Biomasse in Form von naturbelassenen Holzhackschnitzeln in der Mittellast und zur Reserveversorgung, um die Wirtschaftlichkeit bei hoher CO₂-Einsparung zu optimieren. Lediglich für die nur an wenigen Stunden im Jahr (im Beispiel 83 h) benötigte Spitzen- und Notversorgung wird Öl eingesetzt, da die Kapital- und Bereitstellungskosten minimal sind und Gas im letztgenannten Aspekt nicht konkurrieren kann (Abb. 4, Quelle: KESS GmbH/IB NEWS GmbH). Bei großer Nachfrage oder der Versorgung mehrerer Orte kann die Geothermie durch Einsatz einer Wärmepumpe und Auskühlung des Thermalwassers auf 20 - 30 °C optimiert werden (so geplant beim interkommunalen Projekt der AFK Geothermie GmbH). Die Biomasse zum Antrieb der Wärmepumpe liefert zugleich eine weitere Mittellastkomponente. So lassen sich selbst bei Fördertemperaturen unter 90 °C kleine Städte mit rund 30.000 Einwohnern zu über 90% regenerativ und dabei vorwiegend mit Geothermie beheizen (vgl. Artikel KESS). Wärmeprojekte verlangen hohe Investitionsvolumina, sofern nicht auf ein bestehendes Wärmenetz zurückgegriffen werden kann. Im Beispiel betragen sie rund 43 Mio. €,

Bereitschaft hierzu besteht. Ergänzend werden die Wärmeprojekte über Anschlussbeiträge der Kunden sowie bei kommunaler Haftungsübernahme (Bürgschaften oder Gewährträgerhaftung) zinsgünstig fremdfinanziert. Die strengen Vorgaben des EU-Beihilfrechts sind dabei einzuhalten. Ohne Besicherung durch die Kommune oder den Privatinvestor bereitet den Banken die Finanzierung eines Wärmeprojektes selbst nach der erfolgreichen Exploration wegen der Absatzrisiken große Schwierigkeiten. Die Absatzplanung gewährt der Bank - anders als

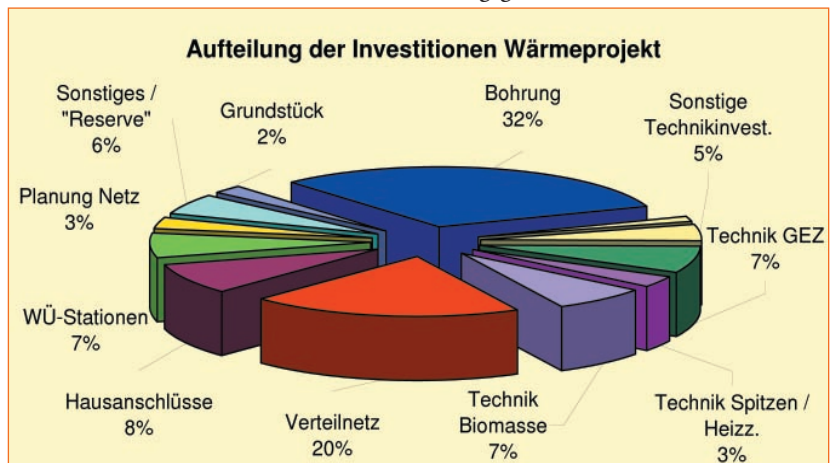


Abb. 6 ■

wovon ca. 38% auf das Verteilnetz (einschließlich Hausanschlüssen, Wärmeübergabestationen und Planung) sowie 31% auf die Bohrung entfallen (Abb. 5 und 6). Mit zunehmender Größe des Versorgungsgebiets dominieren die Netzinvestitionen. Nach den Ausgaben für Bohrung, Energiezentrale und Basisnetz während der ersten drei Projektjahre muss über die weiteren 5 bis 10 Jahre des Netzausbaus und der -verdichtung hin stetig investiert werden. Zusätzlich sind die Projektentwicklung und der negative Cashflow während der Netzaufbauphase zu decken. Schon wegen dieser Anfangsverluste (im Beispiel ca. 11 Mio. €) müssen Wärmeprojekte über ca. 25% Eigenmittel verfügen, Quoten von 30 - 40% entlasten die Finanzsituation deutlich. Auch Bürgerbeteiligungen sind denkbar, wenn die

die EEG-Vergütung - keine „ausfallsichere“ Einzahlungsreihe. Denn auch wenn die „Herausforderung“ Kunde professionell gemeistert wird und die Anschlussstatistiken der jüngsten Wärmeprojekte große Zuversicht vermitteln, so lässt sich der Absatz eines Wärmeprojekts kaum vor der Umsetzung vertraglich sichern. ■

Projektrentabilität

Im Stromprojekt werden Umsatzerlöse aus der EEG-Einspeisevergütung von 200,00 € je MWh (einschließlich Frühstarterbonus von 40,00 € je MWh) zuzüglich weiterer 30,00 € je MWh aus dem Wärmebonus erzielt (Kriterienenerfüllung unterstellt). Im Beispiel beträgt der Umsatz aus den drei EEG-Komponenten ca. 7,1 Mio. €. Erlöse aus dem (Rest-)Wärmeverkauf sind nicht kalkuliert, da hier

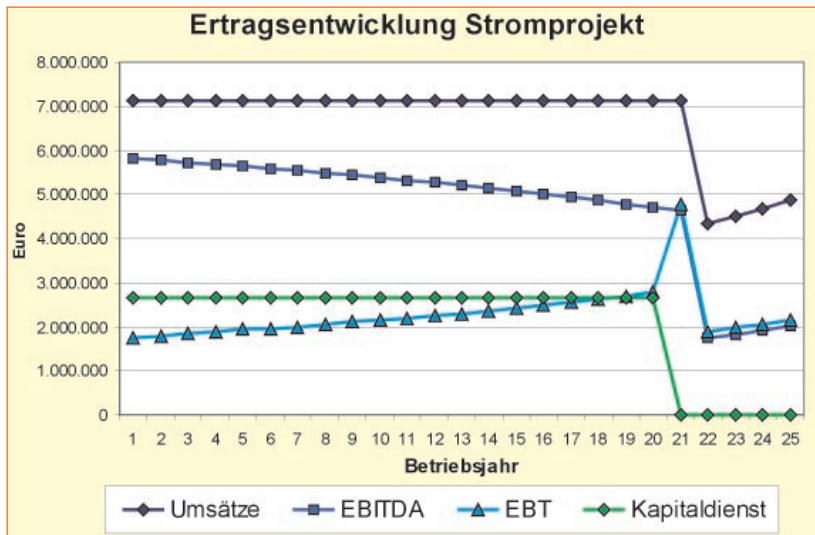


Abb. 7 ■

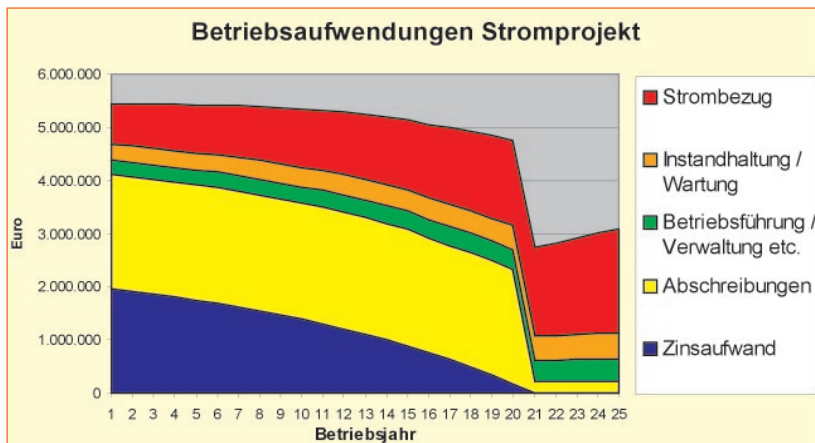


Abb. 8 ■

standortabhängig sehr unterschiedliche Potenziale bestehen und im ungünstigsten Fall die Wärme „verschenkt“ werden muss, um den EEG-Bonus zu sichern. Aufwandsseitig prägen der Kapitaldienst (Abschreibungen und Zinsen) sowie der Materialaufwand für den Eigenstrombezug das Bild. Unterstellt man eine Planungs-, Bau- und Inbetriebnahmephase von mindestens 3 Jahren, so erreicht ein Stromprojekt mit der Aufnahme des „Normalbetriebs“ im Jahr 4 (= Betriebsjahr 1) die Gewinnschwelle. Im Diagramm zeigt dies die von Betriebsbeginn an positive Kurve des EBT (earnings before taxes). Weil die Einspeisevergütung konstant bleibt, steigen die Gewinne im Stromprojekt nur, wenn die sinkenden Zinsaufwendungen den zunehmenden Materialaufwand (Stromkosten!)

überkompensieren. Die fallende EBITDA-Kurve (earnings before interest, taxes, depreciation and amortisation) ist daher typisch für Stromprojekte. Das EBITDA sollte zudem stetig und deutlich über der Zahllast für den Kapitaldienst und etwaigen Reinvestitionen liegen, damit die Kreditfähigkeit des Projekts aus Bankensicht nachhaltig gewährleistet ist (das Verhältnis von EBITDA/Kapitaldienst beträgt im Beispiel langfristig über 2). Der „Knick“ nach 21 Betriebsjahren markiert das Ende der Einspeisevergütungsdauer und führt den Umsatz auf (niedrigere) Markterlöse zurück. Das Kraftwerk arbeitet gleichwohl mit Gewinn, da die Fremdmittel zurückgeführt sind (Abb. 7 und 8). Die interne Verzinsung des Free Cashflow – die Projektrendite vor Finanzierungskosten – beträgt während des 25jähri-

gen Betrachtungszeitraumes ca. 10% vor Steuern. Die Finanzierung eines solchen Projekts ist gewährleistet, solange die gewogenen Kapitalkosten aus Eigen- und Fremdkapital unter diesem Prozentsatz liegen. Gemessen an den aktuellen Fremdkapitalkosten und den Vorgaben der Energieversorgungsunternehmen, die nach der Marktberichtigung vermehrt die Investorenrolle bei den Stromprojekten übernehmen, ist dies gerade ausreichend. Ohne den Wärmebonus beträgt der interne Projektzinsfuß nur ca. 8% vor Steuern; fällt auch noch der Frühstarterbonus weg, sinkt der Wert unter 5%. Die Rechnungen zeigen, wie essenziell es für die geothermische Stromerzeugung ist, dass sich die Rahmenbedingungen des EEG nicht verschlechtern.

Beim Wärmeprojekt bestimmen die angeschlossene Wärmeleistung, die abgesetzte Wärmemenge und der Wärmetarif den Umsatz. Der Netzausbau einschließlich der Nachverdichtung zieht sich meist über 15 bis 20 Jahre hin; erst dann ist der Endabsatz erreicht. Beim Preis setzen die Konkurrenzenergien Öl, Gas, Hackschnitzel etc. eine natürliche Grenze. Der Wärmetarif muss so konzipiert werden, dass Anreiz zum Anschluss an die geothermische Wärmeversorgung besteht. Laufende Projekte bieten die Fernwärme im Jahr 2009 zu ca. 80–85 € je MWh (brutto) an. Die Aufwandsseite prägen die Kapitalkosten. Bei den Materialaufwendungen wirkt sich neben dem Betriebsstrom für die Geothermie und die Netzpumpen auch der Energieeinsatz zur Spitzen-, Reserve- und ggf. Mittellastversorgung aus. Bei der Wärmeversorgung ist es nicht möglich, mit der Inbetriebnahme schwarze Zahlen zu erreichen. Die EBT-Kurve im Diagramm zeigt, dass die Gewinnschwelle nach ca. 9 Jahren zu erreichen ist. Bei niedrigeren Fördertemperaturen und ungünstigeren Netzstrukturen vergehen 10–15

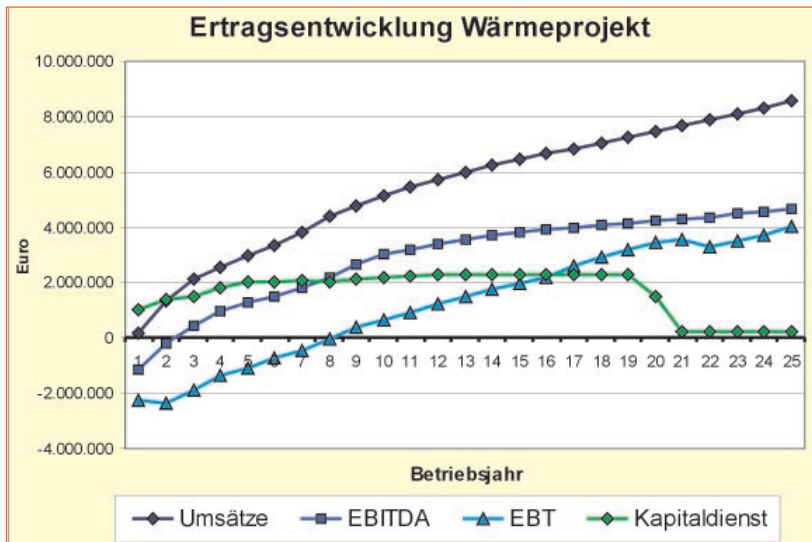


Abb. 9 ■

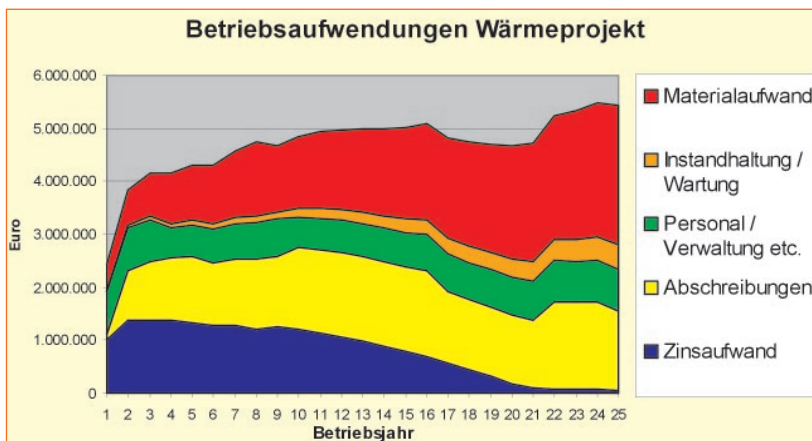


Abb. 10 ■

Jahre bis zum Erreichen der Gewinnschwelle. Während dieser „Durststrecke“ liegt das EBITDA unterhalb des Kapitaldienstes (Abb. 9 und 10). Das Projekt verbleibt nur durch hohe bzw. sukzessive Eigenmittelzufuhr im finanziellen Gleichgewicht. Wegen der langjährigen Anlaufverluste erzielt das Wärmeprojekt in den ersten 25 Betriebsjahren nur eine interne Verzinsung des Free Cashflow von ca. 4%. Erträge aus einem möglichen Verkauf von CO₂-Zertifikaten wurden hierbei nicht berücksichtigt. Der „wahre“ Wert des Wärmeprojekts zeigt sich – wie bei jedem Netzprojekt – erst auf lange Sicht über 30 Jahre und mehr. Die Renditen betragen dann rund 7-8% und erlauben es langfristig orientierten – kommunalen – Initiatoren, diese Projekte umzusetzen. Deutlich verbesserte

Startbedingungen haben nur Projekte, die schon über ein – zu erweiterndes – Fernwärmenetz verfügen. Im Gegensatz zu Stromprojekten weisen Wärmeprojekte eine steigende EBITDA-Kurve auf. Die Absatzausweitung erhöht zwar den Aufwand für Biomasse und Strom. Doch kann die Geothermieleistung durch den Einsatz einer Wärmepumpe, die die bislang „verschenkte“ Energie im Temperaturbereich von 20-50° C nutzt, optimiert und so an wachsenden Bedarf angepasst werden. Ferner profitiert der Wärmeverversorger bei steigenden Absatzmengen von der Kostendegression je MWh bei den Personal-, Verwaltungs- und sonstigen betrieblichen Aufwendungen sowie bei den Abschreibungen und Zinsen. In der Summe schlägt sich dies im deutlich ansteigen EBT nieder.

Die Planungen beruhen dabei stets auf der Annahme nachhaltig steigender Nahwärmepreise, im Beispiel um sehr moderate 2,8 % p.a. Durch die sachgerechte Gestaltung der Preisgleitklausel – hier besteht Spielraum für kommunale Projekte – profitiert der Versorger vom unterstellten Preisanstieg bei den Konkurrenzenergien, gleichzeitig kann der Kunde von diesem Anstieg teilweise entkoppelt werden. So gewinnen beide Seiten. Dabei wird darauf zu achten sein, dass die geothermischen Wärmepreise nachhaltig nur moderat steigen, um einen kontinuierlichen Anreiz zum Anschluss an diese nahezu CO₂-freie Versorgung zu setzen. Tendenziell sinkende Wärmeabsätze je Kunde wird ein seriös kalkulierendes Wärmeprojekt in Zeiten des Energiesparens aber stets in seiner Planung berücksichtigen. ■

Risiken und deren Absicherung

Risikomanagement dient nicht der Risikovermeidung schlechthin, sondern dem systematischen Umgang mit den Risiken. Sie müssen identifiziert und hinsichtlich ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit sowie der (wirtschaftlichen) Eintrittsfolgen bewertet werden. Dann gilt es Strategien für die Risikosteuerung zu entwickeln. Nicht stets wird die Möglichkeit bestehen, die Risiken durch geeignete und „bezahlbare“ Maßnahmen zu vermeiden. Vielfach wird man sich zufrieden geben, die entsprechenden Risiken zu verringern. Einige Risiken lassen sich auf „Dritte“ überwälzen, beispielsweise durch Versicherungslösungen. Schließlich existieren Risiken, die das Unternehmen als (finanziell) tragbar einordnet und durch das Eigenkapital im Unternehmen deckt (Abb. 11). Um die Anfälligkeit der Projektwirtschaftlichkeit auf die Veränderungen relevanter Parameter – der Risikotreiber – zu beurteilen, wird eine umfassende Projektsimulation mit über 50 geologischen,



Abb. 11 ■

technischen und betriebswirtschaftlichen Stellschrauben herangezogen. Die Ergebnisse werden

ist die Projektwirtschaftlichkeit akut gefährdet. Da der hier „verbaute“ ORC-Prozess als ausge-

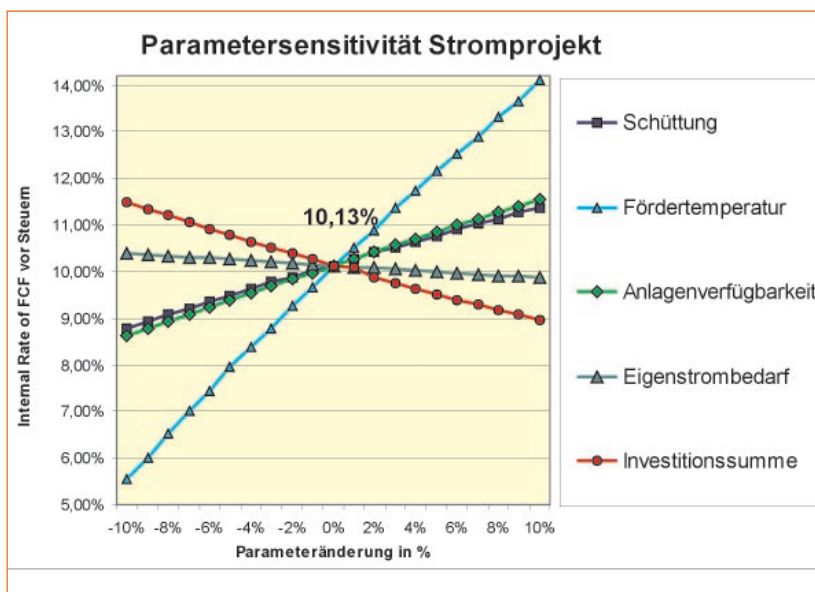


Abb. 12 ■

in gesonderten Diagrammen für das Strom- und das Wärmeprojekt dargestellt. Auf der Y-Achse wird die Projektrentabilität und auf der X-Achse die Parameteränderung in 1%-Schritten von +10% bis -10% abgebildet. Je steiler die Kurven verlaufen, desto stärker reagiert das Projekt bereits auf geringe Veränderungen (*ceteris paribus*). Beim Stromprojekt beträgt die Ausgangsrentabilität vor Finanzierungskosten ca. 10%. Vor allem eine negative Abweichung bei der Fördertemperatur, aber auch solche bei der Schüttung, der Anlagenverfügbarkeit und den Investitionen schmälern die Projektrendite bereits bei Planabweichungen von 5 - 10% in einem erheblichen Ausmaß. Bei kumulativem Eintritt

reift bezeichnet werden kann, liegen die Hauptrisiken bei Stromprojekten somit in den Bereichen Geologie und Investitionen (Bohrkosten) (Abb. 12). Beim Wärmeprojekt zeigt sich ein deutlich verändertes Bild. Die Ausgangsrentabilität vor Finanzierungskosten beträgt ca. 4%. Nur die Reduzierung des Wärmepreises oder eine Erhöhung der Investitionssumme um 5-10% haben für sich allein betrachtet projektkritische Folgen. Negative Parameterabweichungen bei den geologischen Faktoren Temperatur und Schüttung bleiben in gewisser Bandbreite beherrschbar, weil die geothermische Energie teilweise durch Biomasse substituiert werden kann. Entscheidender ist der Wärmeab-

satz und hier die Endausbau- bzw. Endanschlussdichte. Fällt sie deutlich ab, ist die Projektamortisation in jedem Fall gefährdet (Abb. 13). Festzuhalten bleibt: Ganz entscheidend ist der Untertagefaktor im Sinne von Fündigkeit und Bohrkosten. Bereits geringe Minderfündigkeiten führen ein Stromprojekt in die Unwirtschaftlichkeit. Da Bohrkosten-, d.h. Investitionsüberschreitungen die Rendite eines Strom- wie eines Wärmeprojekts deutlich schmälern, ist der Bohrplanung und der Bohrdurchführung große Aufmerksamkeit zu widmen. Diese geologischen und bohrtechnischen Risiken standen bislang im Brennpunkt der Risikoversorge bei Geothermieprojekten. Um sie angemessen zu adressieren, werden verbesserte Erkundungsmaßnahmen ergriffen und wird insgesamt Wert auf eine hohe Planungsqualität im Vorfeld der Projektumsetzung gelegt (vgl. Artikel ERDWERK). Auch hat die Versicherungsbranche in den vergangenen zwei Jahren zahlreiche geeignete Produkte im Bereich der Fündigkeits- und Bohrrisikoversicherung etc. entwickelt. Im Wärmeprojekt reduziert sich das Risikomanagement nicht auf diese vielfach beleuchteten Bereiche des Reservoirs, seiner Erschließung und des Thermalwasserkreislaufs. Die erfolgreiche Wärme-Exploration wird nicht durch garantierte Einnahmen aus der EEG-Vergütung „belohnt“. Vielmehr folgt jetzt erst die Hauptaufgabe: Die Wärme muss nachhaltig erfolgreich vermarktet werden (vgl. Artikel ENCARIN). Ganz konkret bedeutet dies in hartem Wettbewerb zu anderen Wärmeenergieträgern und bereits etablierten Versorgern Kunden durch geeignete Preis- und Absatzpolitik zu erobern. Schließlich bedarf ein Geothermieprojekt – wie jedes Großprojekt – entsprechender Vorsorgemaßnahmen bei den wirtschaftlichen Risiken durch

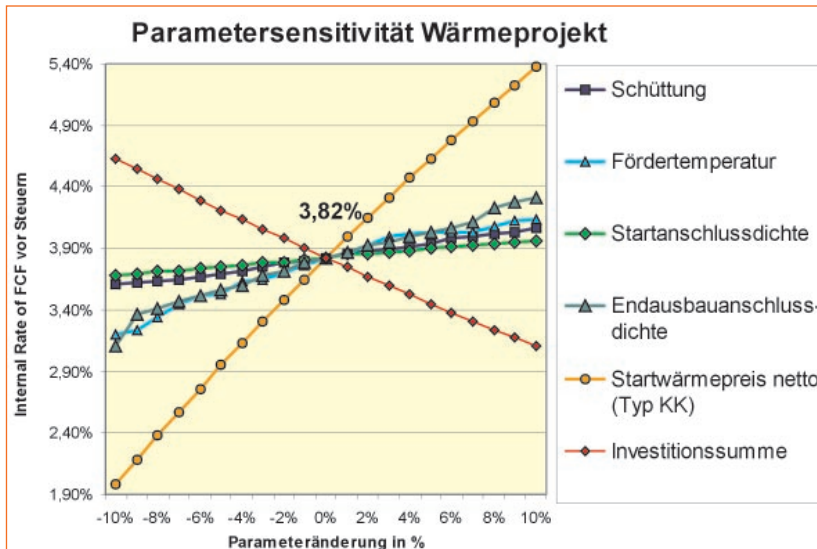


Abb. 13 ■

szenariofähige Projektsimulation, finanzielle Reserven sowie Controllinginstrumente. ■

Fazit

In Bayern - insbesondere im Großraum München - bestehen unverändert günstige Voraussetzungen zur geothermischen Wärmeversorgung und Stromerzeugung. Zahlreiche Wärme- und

Stromprojekte werden in den nächsten Jahren „ans Netz“ gehen und die Erfolgsgeschichte der Geothermie in Bayern fortschreiben. Die Projektinitiatoren können sich bei den vielfältigen technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Herausforderungen auf die Unterstützung kompetenter Ansprechpartner zu den geologischen, technischen, ökonomi-

schen und rechtlichen Aufgabenstellungen verlassen. Ganz besonders freut uns, dass das bayerische Know-how aus dem Kompetenz-Netzwerk (www.geothermiekompetenz.de) auch aus dem Ausland Wertschätzung erfährt, etwa durch Projektinitiatoren aus Irland und Großbritannien. ■

Autor:



Dr. rer. pol.
Thomas Reif

Dipl.-Volksw.,
Rechtsanwalt,
FAfStRt

Sonntag & Partner
Wirtschaftsprüfer Steuerberater
Rechtsanwälte

Schertlinstraße 23 · 86159 Augsburg
Tel.: 0821/57058-290
Fax: 0821/57058-153

Elektrastraße 6 · 81925 München
Tel.: 089/2554434-0
Fax: 089/2554434-9

www.sonntag-partner.de
reif@sonntag-partner.de
www.geothermiekompetenz.de



Unsere Erfahrung ist Ihr Vorsprung!



Die ProtoSoft AG hat mehrjährige Erfahrung im Entwurf von komplexen Softwarearchitekturen, der effizienten Realisierung und der Sicherstellung des Produktivbetriebs. Durch den Einsatz moderner Technologien (CASE-Tools, J2EE) erzielen wir ein hohes Mass an Flexibilität der Software und reduzieren Ihre Kosten auf ein Minimum.

Softwareentwicklung

Ansprechpartner:
Jörg Glissmann



Wichtige Voraussetzung für ein erfolgreiches Unternehmen ist ein IT-Umfeld, das die Geschäftsprozesse unterstützt, ohne Sie einzuschränken. Durch den Einsatz modernster Informationssysteme tragen wir zu einer Erhöhung der Schlagkraft ihres Unternehmens maßgeblich bei.

IT-Consulting

Ansprechpartner:
Christian Heldwein



Wir kennen aus eigener Erfahrung sowohl die Sorgen und Nöte Ihrer Entwickler als auch die Rahmenbedingungen, unter denen Sie als Projektleiter Entscheidungen treffen müssen. Nutzen Sie unser Know-how, damit Ihr Projekt termingerecht und im vorgesehenen Kostenrahmen zum Erfolg wird.

Projektmanagement

Ansprechpartner:
Michael Hojnacki

ProtoSoft AG
Freihamer Weg 68
81249 München

www.protosoft.de

Tel.: +49 89 897 360 30
Fax: +49 89 897 360 59
welcome@protosoft.de