



Finanzierung von Geothermieprojekten

3. Euroforum Konferenz Geothermie
Strom- und Wärmeprojekte wirtschaftlich umsetzen

Dr. Thomas Reif
[Gaßner, Groth, Siederer & Coll.]

Die Themen:

1. Geothermieprojekt \neq Geothermieprojekt
2. Finanzierung Stromprojekt
3. Finanzierung Wärmeprojekt
4. Projektoptimierung Strom / Wärme / Wärmequellen
5. Resümee
6. Über uns



1. Geothermieprojekt ≠ Geothermieprojekt

Geothermische **Stromerzeugung**
(primär: „Renditeüberlegung“)

Geothermische **Wärmeversorgung**
(primär: „Infrastrukturüberlegung“)



EEG-Einspeisevergütung

Marktpreis / vereinbarter Wärmetarif

vom Stromkunden
subventionierte
Energie mit festen
Vergütungssätzen
grundlastfähig!

„marktgängiger“
Preis im Hinblick
auf Wettbewerbsenergien
Öl, Gas, Biomasse etc.
„subventionsfrei“

Wertschöpfung ≠ Wertschöpfung

- **Potentialnutzung 1 MWh thermisch Fernwärmesystem**

Nutzungsgrad 85% Erlös 40 €/MWh* Erlös/Nutzung = 34 €
*ohne Transport und Vertrieb

- **Potentialnutzung 1 MWh thermisch ORC bei ca. 150°C**

Nutzungsgrad 12,3% Erlös 230 €/MWh Erlös/Nutzung = 29 €

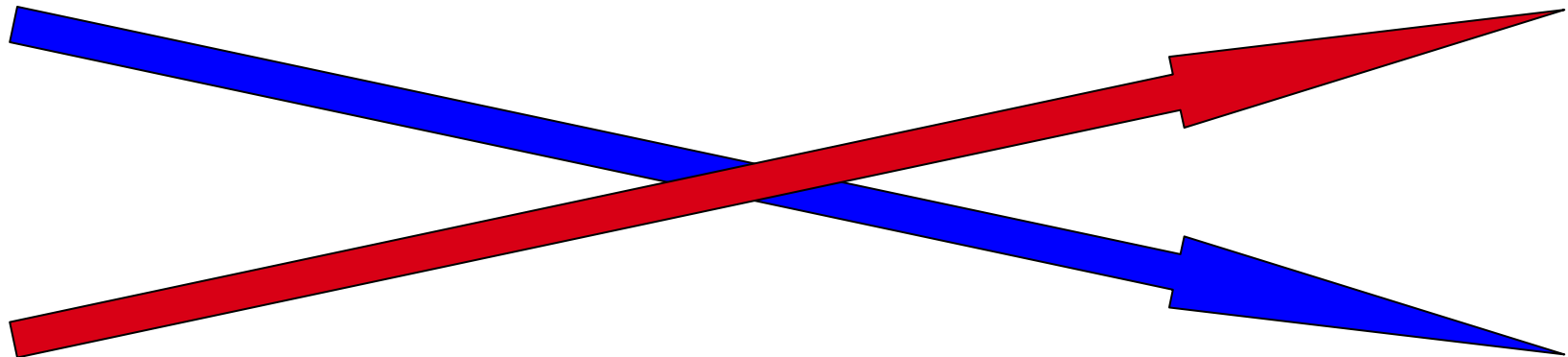
➔ Der Wertschöpfungsvorteil bei der Nutzung zur Wärmeversorgung vergrößert sich mit steigenden Energiepreisen

- **Folgerungen:**

- Priorität für die Wärmenutzung bei knapper Ressource
- Ertragsverbesserung im Stromprojekt durch Wärmeverkauf

Cashflow \neq Cashflow

typische Entwicklung EBITDA Stromprojekt
(Einspeiseerlöse konstant - Aufwand steigend)



typische Entwicklung EBITDA Wärmeprojekt
(Aufwand steigend - Erlöse stärker steigend)

Investitionen und Finanzbedarf

„Modularer“ Aufbau der Projekte

Exploration 1-3 Mio. €	Bohrungen (Dublette) 12-30 Mio. €	Versicherungen 0,5-7 Mio. €
Kraftwerk (4-5 MW) 10-15 Mio. €	Energie-/Heizzentrale 5-10 Mio. €	Netz (25.000 EW) 100 Mio. €

➔ Typische Projektvolumina von 50 - 200 Mio. €

➔ Abhängig davon, ob Strom-, Wärme- oder kombiniertes Strom- und Wärmeprojekt

Finanzielle Eckdaten

- Gesamtkosten für ein Projekt mit Kraft-Wärme-Kopplung
 - Ab ca. 50 Mio. € für 4 - 5 MW_{el} zzgl. Wärmeabgabe (ohne Wärmenetz)
- Gesamtkosten für ein reines Fernwärmeprojekt:
 - Ab ca. 40 Mio. € für ca. 5.000 - 10.000 Einwohner
 - Ab ca. 150 Mio. € für ca. 25.000 Einwohner
- Vorlaufzeit ab Aufsuchungserlaubnis:
 - 2 – 4 Jahre
- Bauzeit:
 - Mindestens 2 - 3 Jahre incl. Bohrung, mit Netzausbau 10 - 15 Jahre
- Betriebsdauer:
 - 30 - 50 Jahre und länger

Die Bankenlandschaft

Nach Erfahrungen [GGSC] - nicht repräsentativ - sehr überschaubar:

- KfW: stets involviert
- BayernLB: erfahren, stark engagiert (vor allem in kommunalen Wärmeprojekten konsortial mit der Kreissparkasse München)
- LBBW: erfahren, stark engagiert (vor allem Oberrheingraben)
- WestLB: Auslandsengagements (Türkei), interessiert
- HVB / UniCredit Group: interessiert - zuletzt Rückzieher
- Commerzbank: interessiert
- Deutsche Bank: kein Interesse
- Auslandsbanken?



aber:

sehr hohe Anforderungen an Sicherheiten / Projektumsetzungsstand

Staatliche Förderung

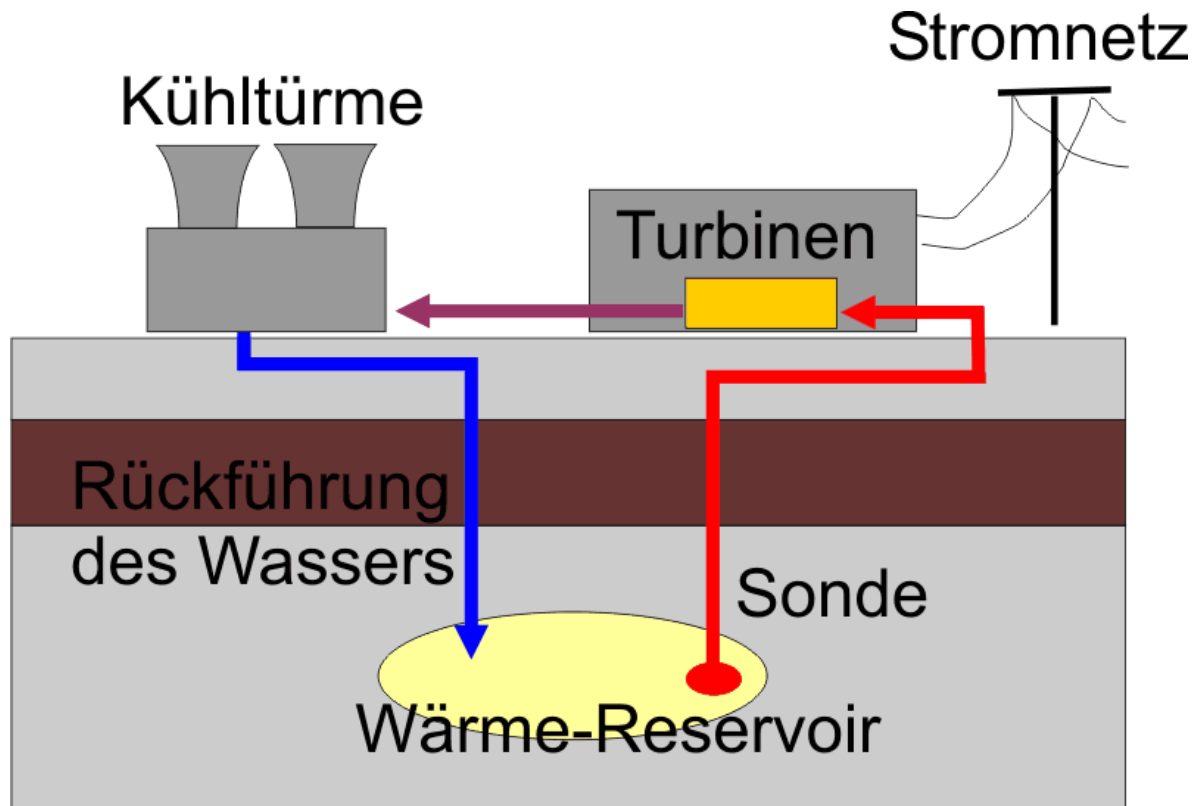
Grundsatz

- Stromprojekte werden über das EEG gefördert (Einspeisevergütung)
- Wärmeprojekte werden über das Marktanreizprogramm der KfW gefördert

Sonstige Fördermittel (auszugsweise)

- Förderung von Tiefengeothermie-Wärmenetzen (LfA Förderbank Bayern)
- Diverse Technologieförderprogramme
- KfW EE Programm Fündigkeitsrisiko 282 → Alternative zur Versicherung

2. Finanzierung Stromprojekt



Beispielprojekt mit 5,5 MW Nennleistung

Projektzeitplan	
Startjahr	2010
Bohrung	2011
KW-Inbetriebnahme	2013
Geologie	
Schüttung in l/s	120
Fördertemperatur in °C	150
Förderhöhe in m/GOK	700
Kraftwerk	
Kreisprozess	ORC
Temperatur nach KW-Prozess in °C	60
Wirkungsgrad Kraftwerk	12,30%
Stromerzeugung Nennleistung in kW	5.446

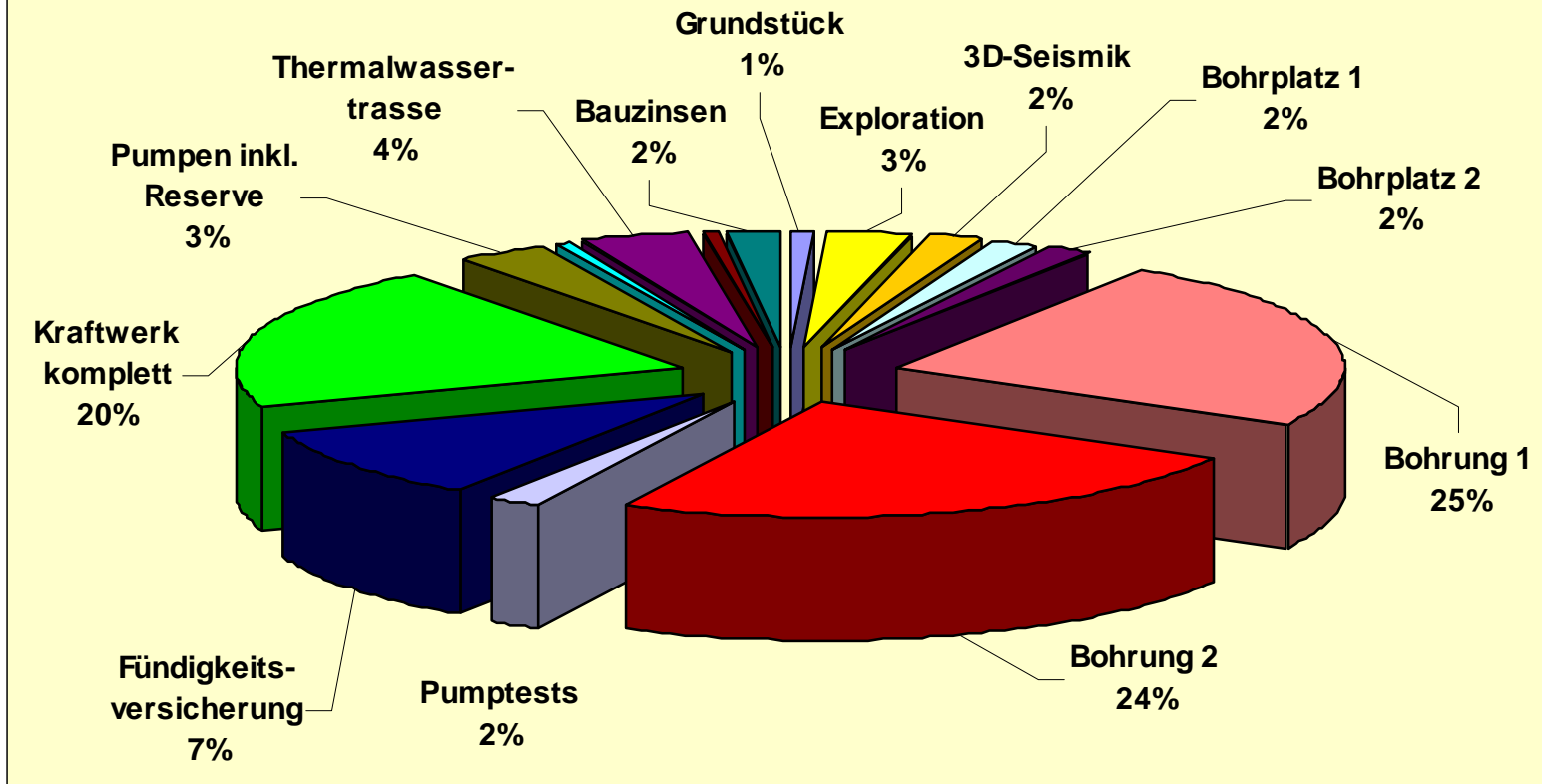
Investitionen

	2010	2011	2012	
Grundstück	500.000	0	0	
Exploration	2.000.000	0	0	
3D-Seismik	1.200.000	0	0	
Bohrplatz 1	1.000.000	0	0	
Bohrplatz 2	1.000.000	0	0	
Bohrung 1	0	15.000.000	0	
Bohrung 2	0	15.000.000	0	
Pumptests	0	1.200.000	0	
Fündigkeitsversicherung	6.500.000	0	0	
Kraftwerk komplett	0	4.300.000	8.300.000	
Pumpen inkl. Reserve	0	0	2.150.000	
Netzanschluss / Infrastruktur	0	300.000	0	
Thermalwassertrasse	0	2.500.000	0	
Wärmeübergabe	0	0	300.000	
Bauzinsen	1.400	281.400	971.950	
SUMME	12.201.400	38.581.400	11.721.950	62.504.750
SUMME je MW installierte Kraftwerksleistung				11.476.258

Die wesentlichen Investitionen fallen an für:

- Exploration
- Bohrungen
- Kraftwerk

Aufteilung der Investitionen (ohne Reinvestitionen)



Finanzierungsanforderungen / -kosten

- Eigenkapitalgeber
 - Risikoangemessene EK-Verzinsung $> 10\%$, meist 12 - 15%
 - (Mezzaninekapitalgeber)
 - Basisverzinsung zzgl. Erfolgskomponente
 - Fremdkapitalgeber
 - gesicherte Kapitaldienstfähigkeit (Cashflows!)
 - Risikoangemessene FK-Zinsen $> 5\%$, meist 6 - 7%
 - Sicherheiten, Covenants
- ➔ Gesamtkapitalkosten (WACC) $> 7\%$, meist 8 - 9%
- ➔ Wie „schlägt“ sich ein Stromprojekt, gemessen an diesen Kriterien?
- ➔ Wie viel Eigenkapital ist nötig?

Vor- und Nachteile von Geothermieprojekten aus Bankensicht

Vorteile:

1. Garantierte Einspeisevergütung nach dem EEG (nur bei Stromprojekten)
2. Grundlastfähige Energiequelle
3. Kraftwerkstechnologie bekannt aus anderen Energiesektoren
4. Beherrschbare Kosten während der Betriebsphase

Nachteile:

1. Sehr hohe Entwicklungskosten bereits vor der Erschließung
2. Risiken während der Entwicklungsphase signifikant
3. Relativ langer Zeitraum muss über Eigenkapital abgedeckt werden
4. In Deutschland kaum langfristige Erfahrung zur Nachhaltigkeit der Quelle
5. Absatz- bzw. Kundenrisiken (nur bei Wärmeprojekten)

Finanzierung - risikoorientierte Phasenbetrachtung

Hauptrisiko: Erschließung



Sekundärrisiko: Betrieb



- Machbarkeitsstudien
- Reprocessing
- Seismik

- Niederbringung der Bohrung /-en
- Pumptests

- Technik
- Kraftwerk



EK-Risiko

(kaum Bereitschaft von Banken zur Beteiligung am Risiko in dieser Phase, selbst bei Fündigkeitsversicherung)

„Grauzone“

(in dieser Phase teilweise Fremdkapital erlangbar)

FK-Risiko

(Phase, in der üblicherweise Fremdkapital eingesetzt werden kann)

➔ KfW-Programm 282 Absicherung Fündigkeitsrisiko

Kriterien der finanziellen Beurteilung durch Banken

Basis: geologisch / technisch / ökonomisch integrierter Businessplan

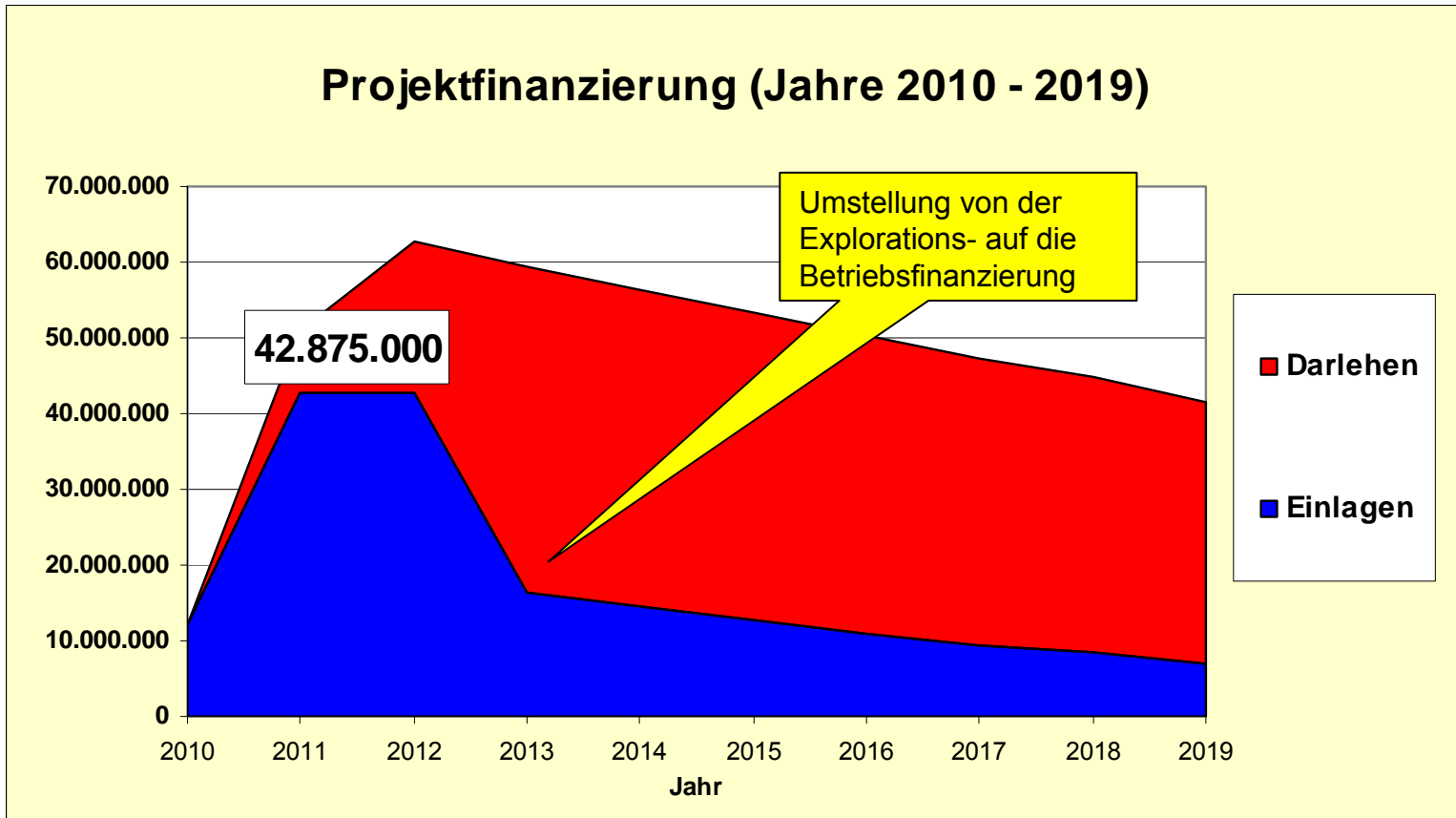
- Internal Rate of Free Cashflow
- Eigenkapital- und Gesamtkapitalrendite
- Gewinnschwelle
- Kumulierte Anlaufverluste
- **Kapitaldienstdeckungsfähigkeit**
(Verhältnis von EBITDA zu Kapitaldienst möglichst $> 1,5$)
- Sicherheiten
- Projekt- / Wärmeentwicklungskonzept / **Risikoabsicherung** / Projektteam

➔ **Projektfinanzierbarkeit**

Finanzierung im Projektbeispiel - realitätsnah!

- Explorationsphase (2010 - 2012)
 - 70 % **Eigenkapital** (mindestens Exploration, Nebenkosten und Bohrung)
 - Hier ca. 43 Mio. €
 - 30 % **Fremdkapital**
 - Zinssatz 7%
 - keine Tilgung während der Explorationsphase
- ➔ Fremdfinanzierung des Kraftwerks etc. hersteller- / gewährleistungsabhängig
- Betriebsphase (2013 ff.)
 - Mit Aufnahme des Betriebs können die Eigenmittel reduziert werden
 - Hier auf zunächst ca. 30% der Investitionen
 - Weitere Rückführung sowie die Covenants sind Verhandlungssache
 - Fremdkapital
 - Zinssatz 6,50%
 - Darlehenstilgung innerhalb von 20 Jahren

Eigen- und Fremdkapitalanteile



(ohne Kontokorrentkredit und thesaurierte Gewinne)

Umsatzerlöse: EEG Einspeiseerlöse als Basis

	<i>EEG 2004</i>	EEG 2009	Inbetriebn. 2013	Beispielprojekt
Grundvergütung ct/kWh				
bis 5 MWeI	15,00	16,00	15,37	
bis 10 MWeI	14,00	16,00	15,37	15,37
bis 20 MWeI	8,95	10,50	10,09	
ab 20 MWeI	7,16	10,50	10,09	
Frühstarterbonus ct/kWh				
Inbetriebnahme bis 31.12.2015	-	4,00	3,84	3,84
Wärmenutzungsbonus ct/kWh				
Anlagen bis 10 MWeI	-	3,00	2,88	2,88
Technologiebonus ct/kWh				
Petrothermale Technik	-	4,00	4,00	
			SUMME	22,09

➔ 1% p.a. Degression der Vergütungssätze bei Inbetriebnahme ab 1.1.2010

Ertragssituation und Cashflows

- **Stromverkauf** → EEG

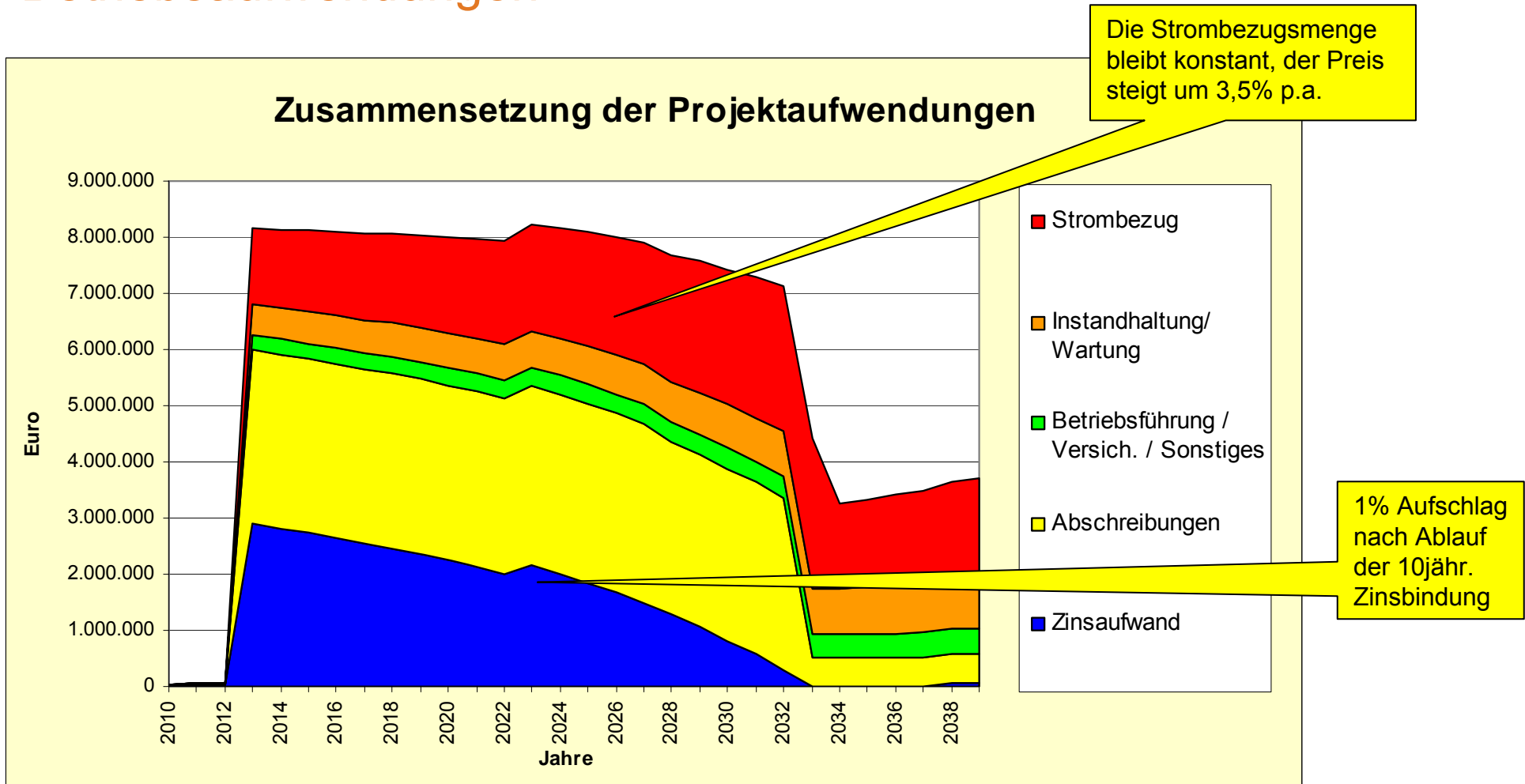
- Leistung ca. 5,5 MW
- Verfügbarkeit ca. 8.200 Stunden p.a.
- Eingespeiste Strommenge ca. 45 GWh p.a.
- Einspeisevergütung inkl. „Frühstarter-“ und „Wärmebonus“ bei Inbetriebnahme 2013 ca. 220 €/MWh
- Einspeiseerlöse ca. **9,9 Mio. € p.a.**

➔ **Achtung:**

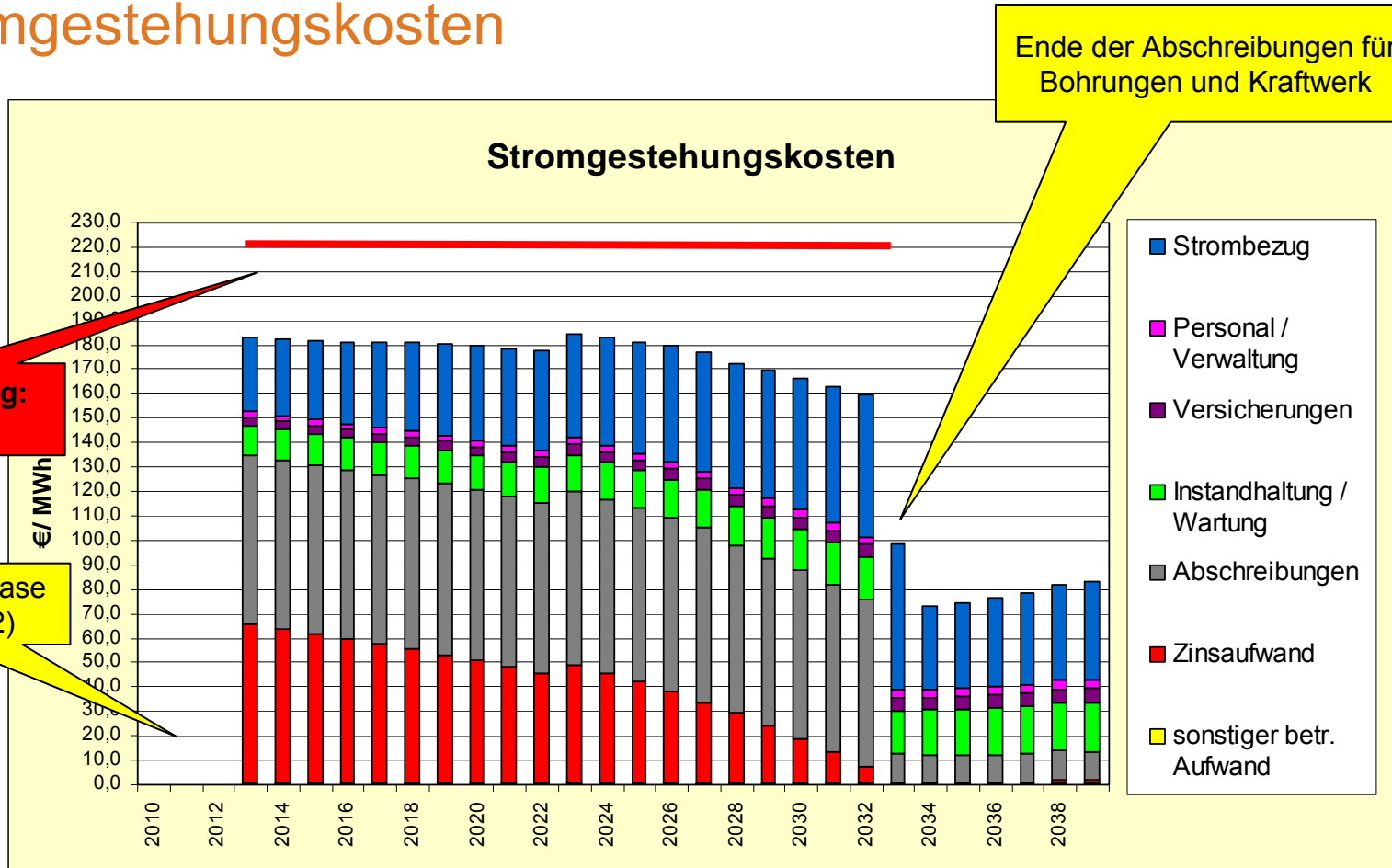
- Wärmebonus muss „erarbeitet“ werden
- Faustformel: Gemeinde mit mehr als 5.000 EW nötig oder Großkunden

- **Wärmeverkauf** an eine Stadt / Gemeinde ist hier noch nicht eingeplant

Betriebsaufwendungen

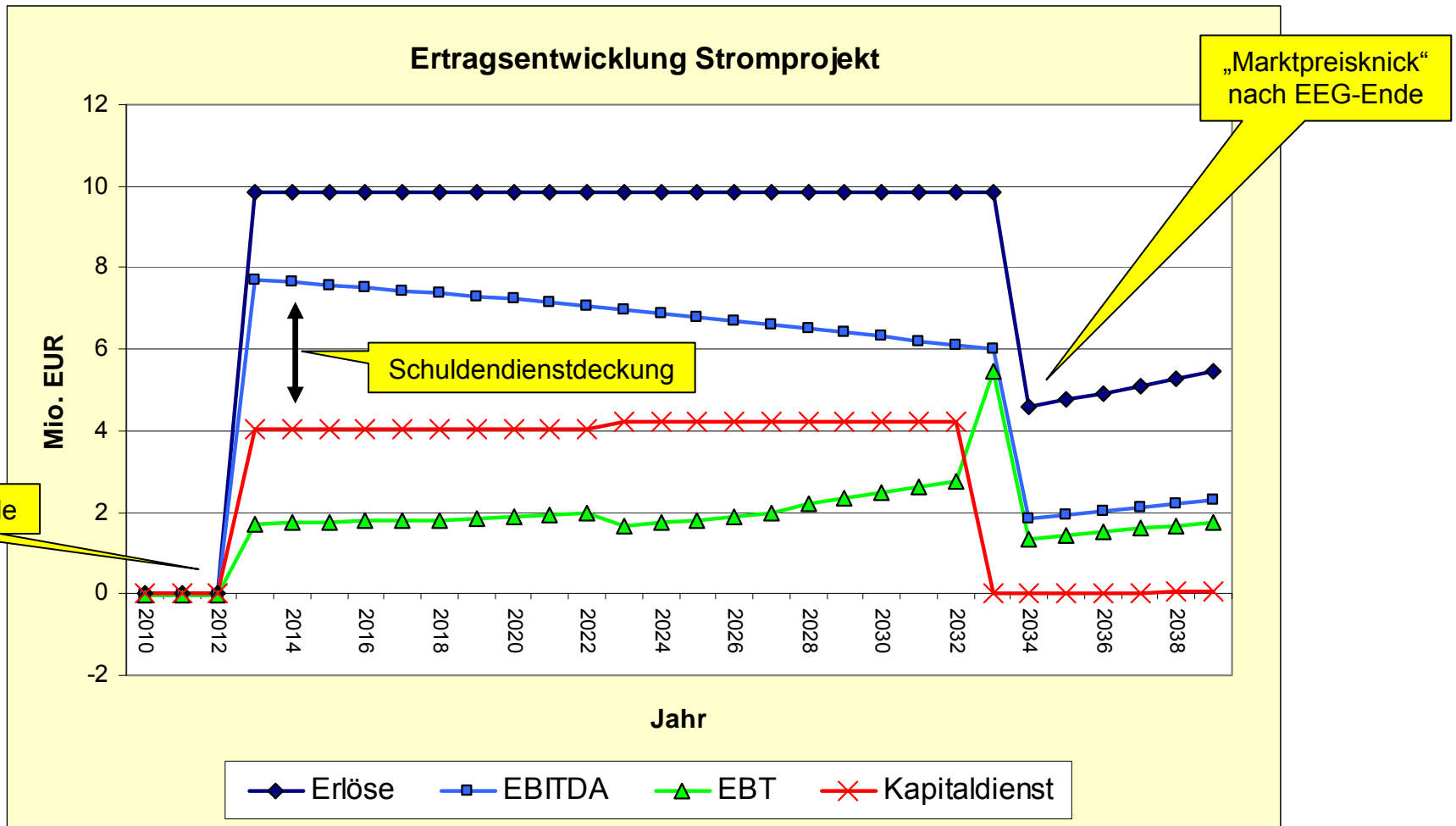


Stromgestehungskosten



- Abschreibung von Bohrung und Kraftwerk innerhalb von 20 Jahren
- Inkl. Inflation (z.B. 3,5% Steigerung p.a. für Preise des Eigenenergiebedarfs)

Cashflows und Projektergebnis



Erläuterung

- **Gewinnschwelle**
 - Zeigt das erste positive Projektergebnis vor Steuern
 - Erreichung mit dem Jahr der Kraftwerks-Inbetriebnahme
- **Erlöse**
 - Konstant gemäß EEG-Vergütung
 - Wärmebonus fiktiv von Beginn an zu 100% ausgeschöpft
 - Nach 20 Jahren Vergütungszeit entsprechend dem „fiktiven“ Marktpreis, hier bestehen naturgemäß hohe Prognoseunsicherheiten
- **EBITDA (Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit)**
 - Leicht sinkend wegen konstanter Erlöse, aber steigender Betriebsaufwendungen (Material, Instandhaltung etc.)
 - Nach EEG-Ende jährlich etwas steigend wegen marktbedingter Strompreissteigerungen

- **EBT (Vorsteuergewinn)**

- Jährlich steigend, da die vereinnahmten Erlöse über den gesamten Aufwendungen liegen und v.a. die Zinsaufwendungen sinken (Ausnahme: 1% Zinserhöhung nach Auslauf Zinsbindung)

- **Kapitaldienst**

- Bis Ablauf der festgelegten Darlehenslaufzeit von 20 Jahren konstante Zins- und Tilgungszahlungen

➔ **Gesamtkapitalrenditen bei Stromprojekten liegen bei ca. 6 - 12%**

abhängig von

- Standort und Bohrtiefe, also von Temperatur und der Schüttung
- den tatsächlichen Bohrkosten
- der möglichen Wärmeabgabe am Standort

➔ **Das Kraftwerk ist auch nach Ende der EEG-Vergütung rentabel**

Renditekennzahlen

Renditekennzahl (Betrachungszeitraum nur 21jährige EEG-Phase)	EEG und sonstige Erlösbestandteile		
	- Frühstarterbonus	- Frühstarterbonus - Wärmebonus	- Frühstarterbonus - Wärmebonus - ohne Fündig.vers.
Interne Verzinsung des Free Cashflow <u>vor</u> GewSt *	6,25%	8,68%	10,35%
Interne Verzinsung des Free Cashflow <u>nach</u> GewSt *	6,00%	8,22%	9,75%
Interne Verzinsung der Einlagen <u>vor</u> GewSt **	9,66%	14,02%	17,06%
Interne Verzinsung der Einlagen <u>nach</u> GewSt **	9,20%	13,28%	16,12%

* "Projektrendite"

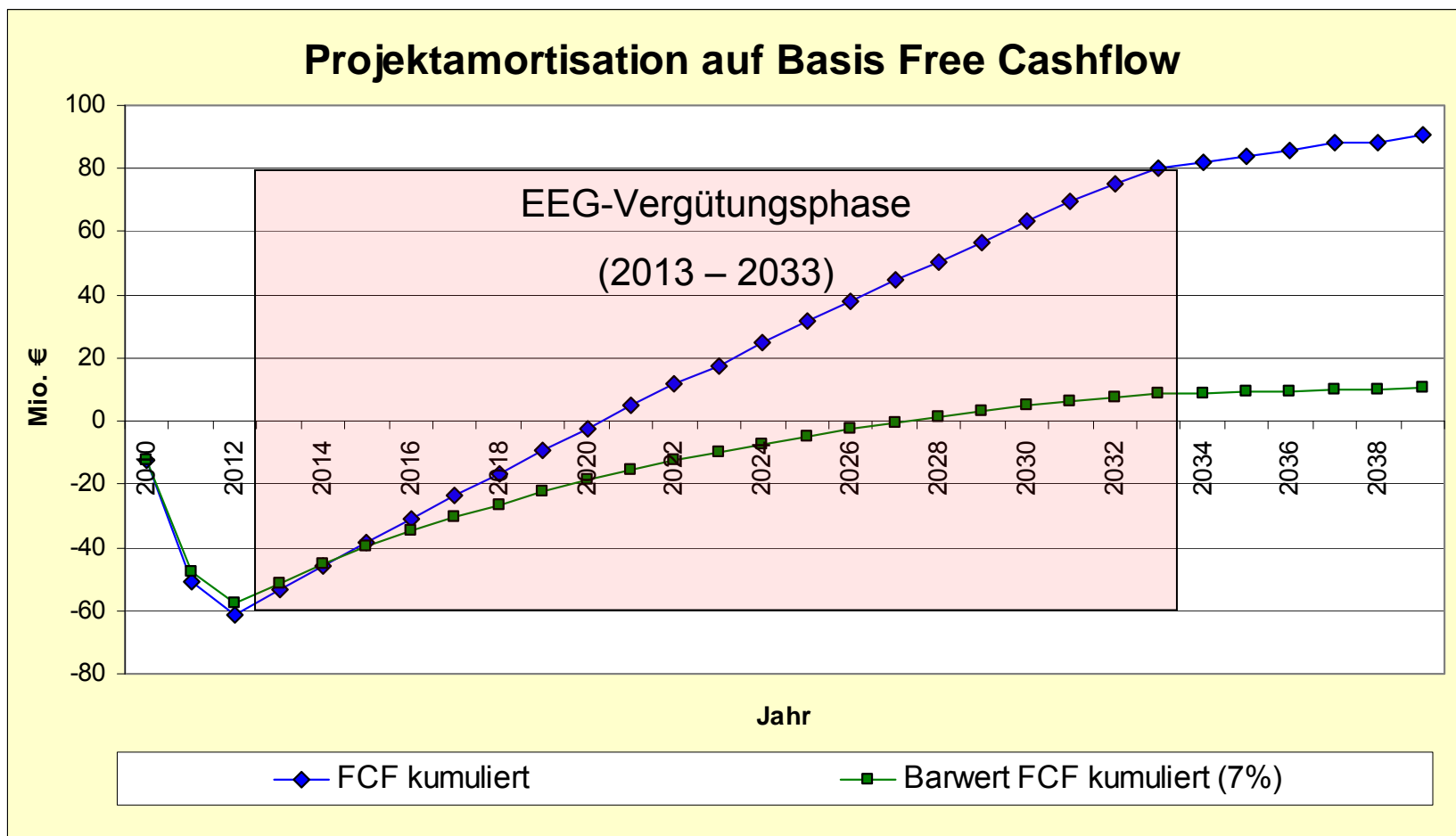
** "Eigenkapitalrendite"

Mit ca. 8,7% ordentliche Projektrentabilität vor Steuern

➔ Aber: der EEG-“Wärmebonus“ hat erhebliche Bedeutung!

➔ Optimierung durch **Doppeldoublette** und/oder KWK möglich

Projektamortisation



„Daumenformeln“ Gestehungskosten - Eigenkapitalbeschaffung - Finanzierbarkeit

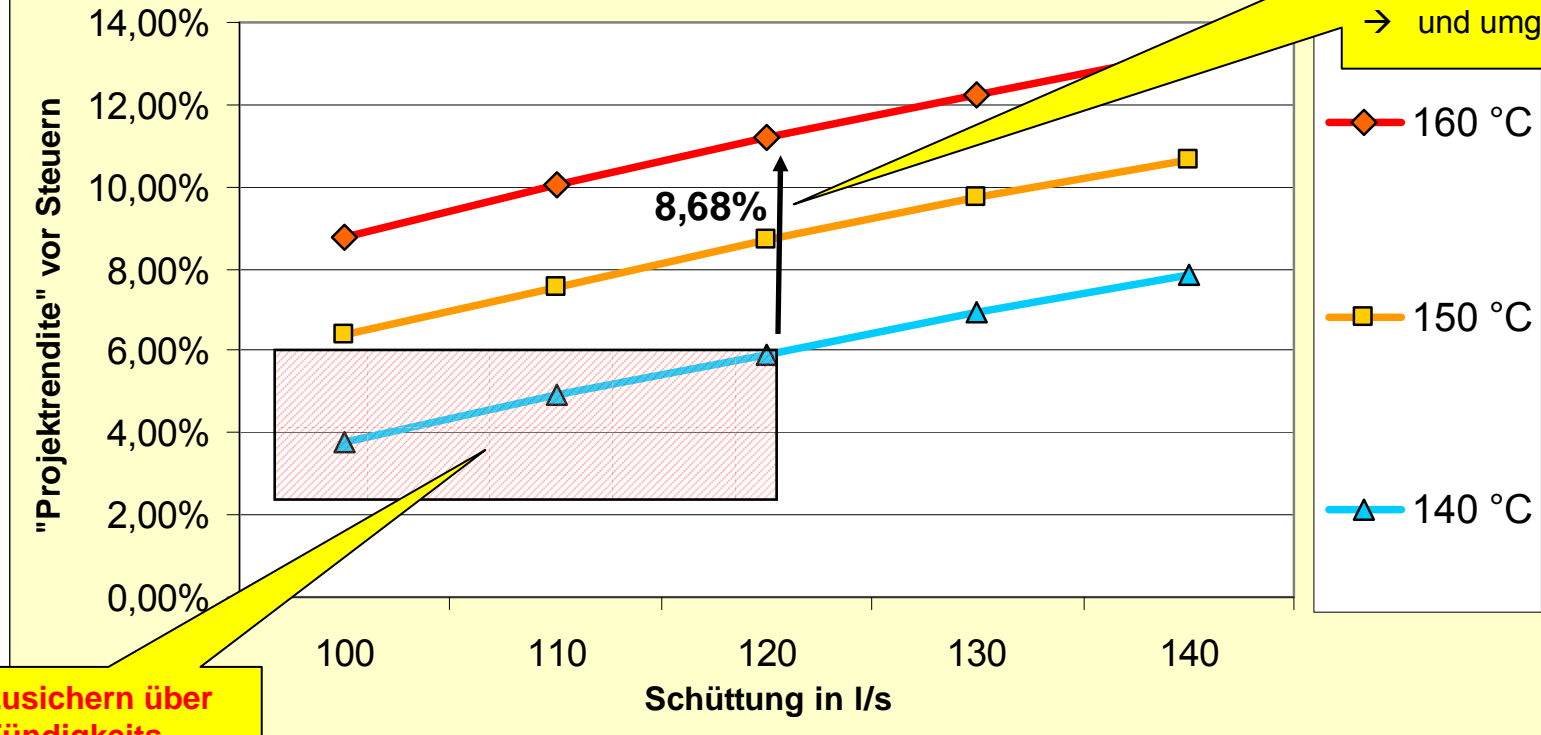
Investment / MW _{el}	Projektrendite	Finanzierbarkeit
< 10 Mio. €	> 10%	sehr gut
10 - 11 Mio. €	9 - 10 %	gut
11 - 12 Mio. €	8 - 9 %	durchschnittlich
12 - 13 Mio. €	7 - 8 %	mäßig
> 13 Mio. €	< 7%	kaum zu erreichen

➔ Wege zu Gestehungskosten um die 10 Mio. € / MW_{el}?

- Optimierung des Erschließungskonzepts / „schlanke“ Bohrkosten
- Doppeldublettenkonzept mit Kraftwerksgrößen um die 10 MW el

Sensitivitätsanalyse

Abhängigkeit der Rendite von der Geologie



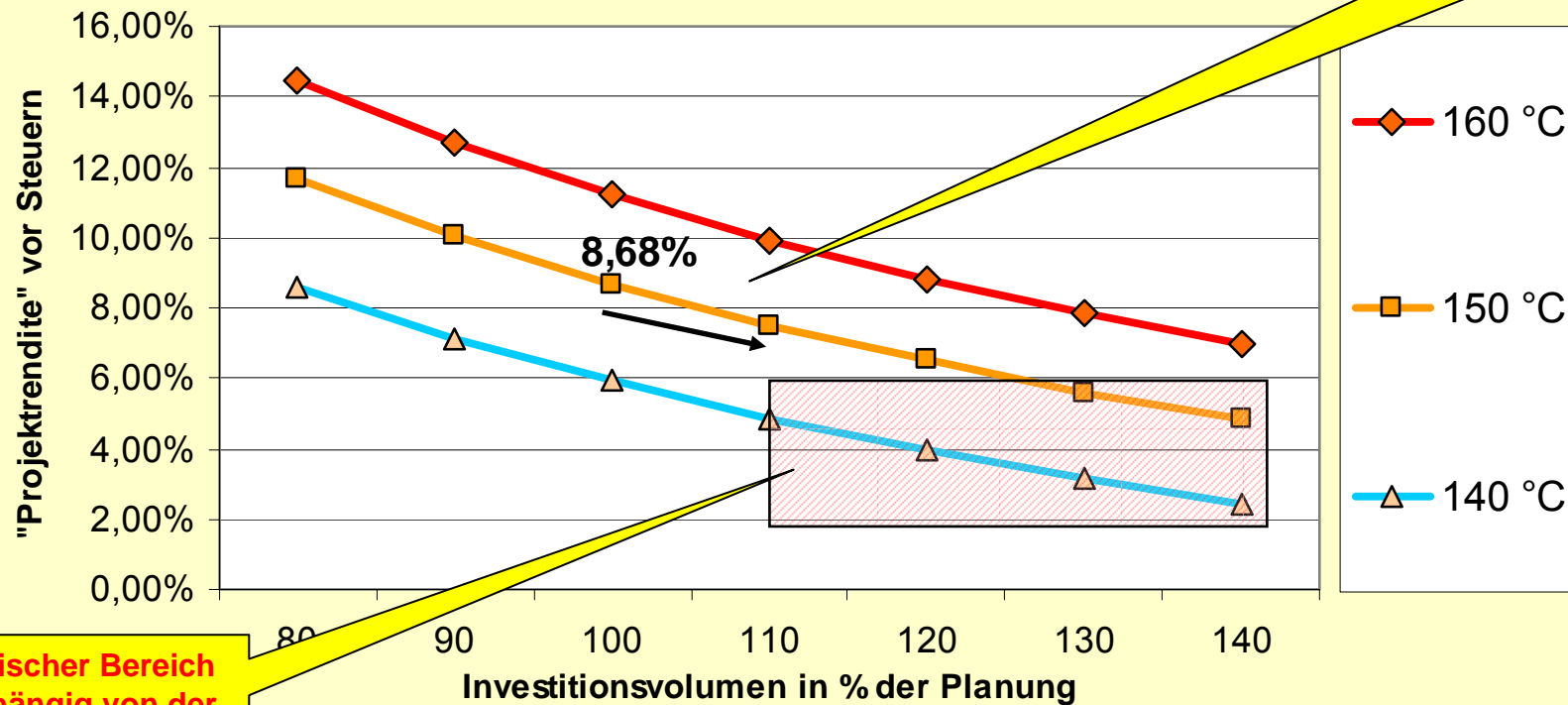
14% Temperatursteigerung
 (140°C → 160°C)
 → >85% Rentabilitätssteigerung
 (5,93% → 11,20%)
 → und umgekehrt!

Abzusichern über Fündigkeitsversicherung (Renditeerwartung!)

➔ Versicherungskonzept = „Maßanzug“ für Projekt / Geldgeber

Abhängigkeit der Rendite von den Investitionen

(Fördertemperatur 150°C, Schüttung 120 l/s)



10% Investitionssteigerung

→ ca. 13% Rentabilitätsverlust
(8,68% → 7,52%)

→ und umgekehrt!

Kritischer Bereich
(abhängig von der Renditeerwartung)

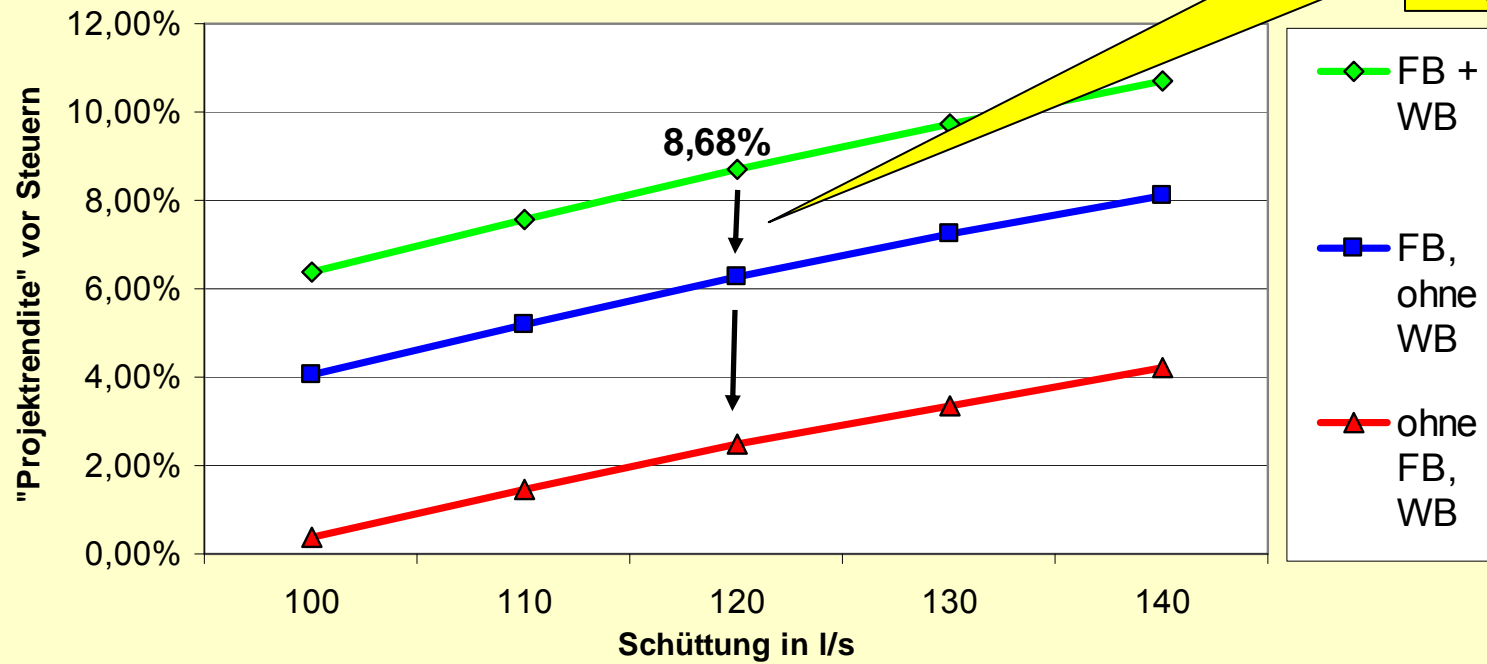
Projekt mit / ohne WB

→ ca. 30% Rentabilitätsverlust
(8,68% → 6,25%)

Projekt mit / ohne FB, WB

→ ca. 70% Rentabilitätsverlust
(8,68% → 2,47%)

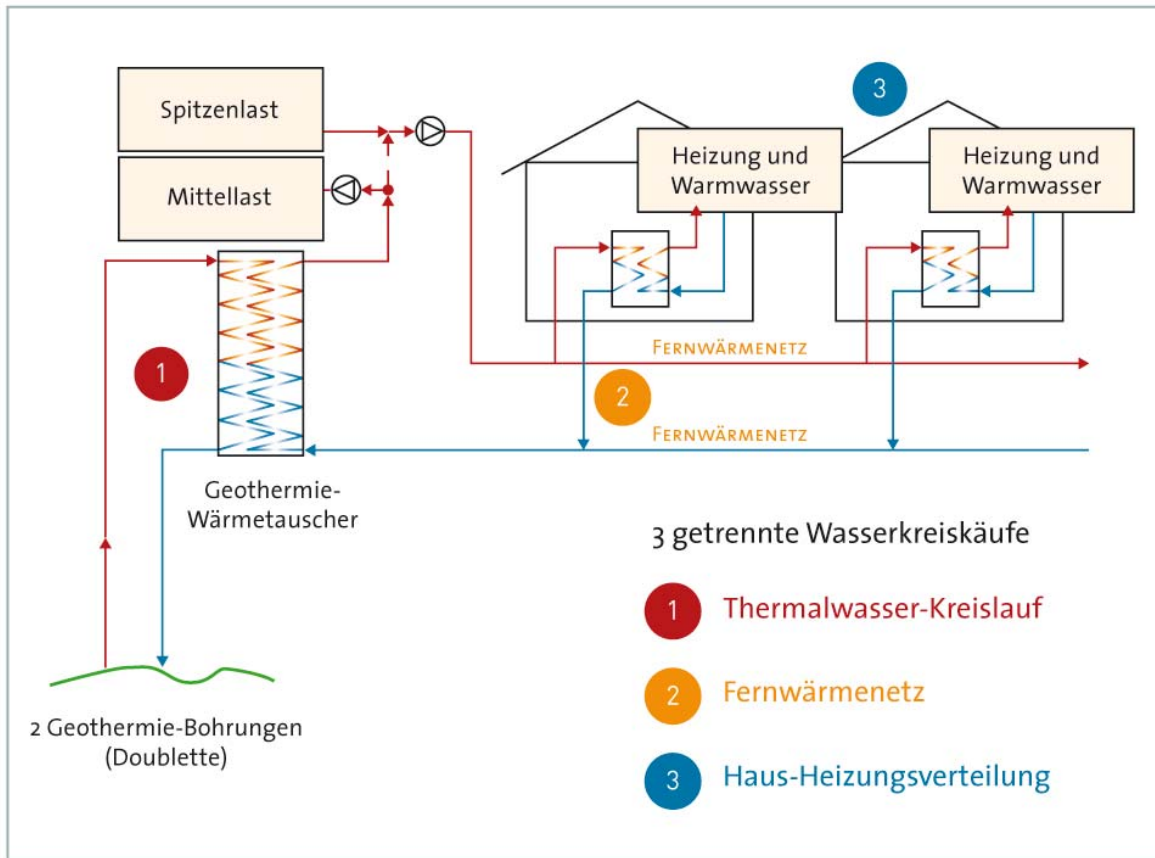
Abhängigkeit der Rendite von den Erlöscomponenten
(Fördertemperatur 150°C)



- FB: Frühstarterbonus
- WB: Wärmebonus

➔ Viele Stromprojekte werden ohne Wärmebonus nicht auskommen!

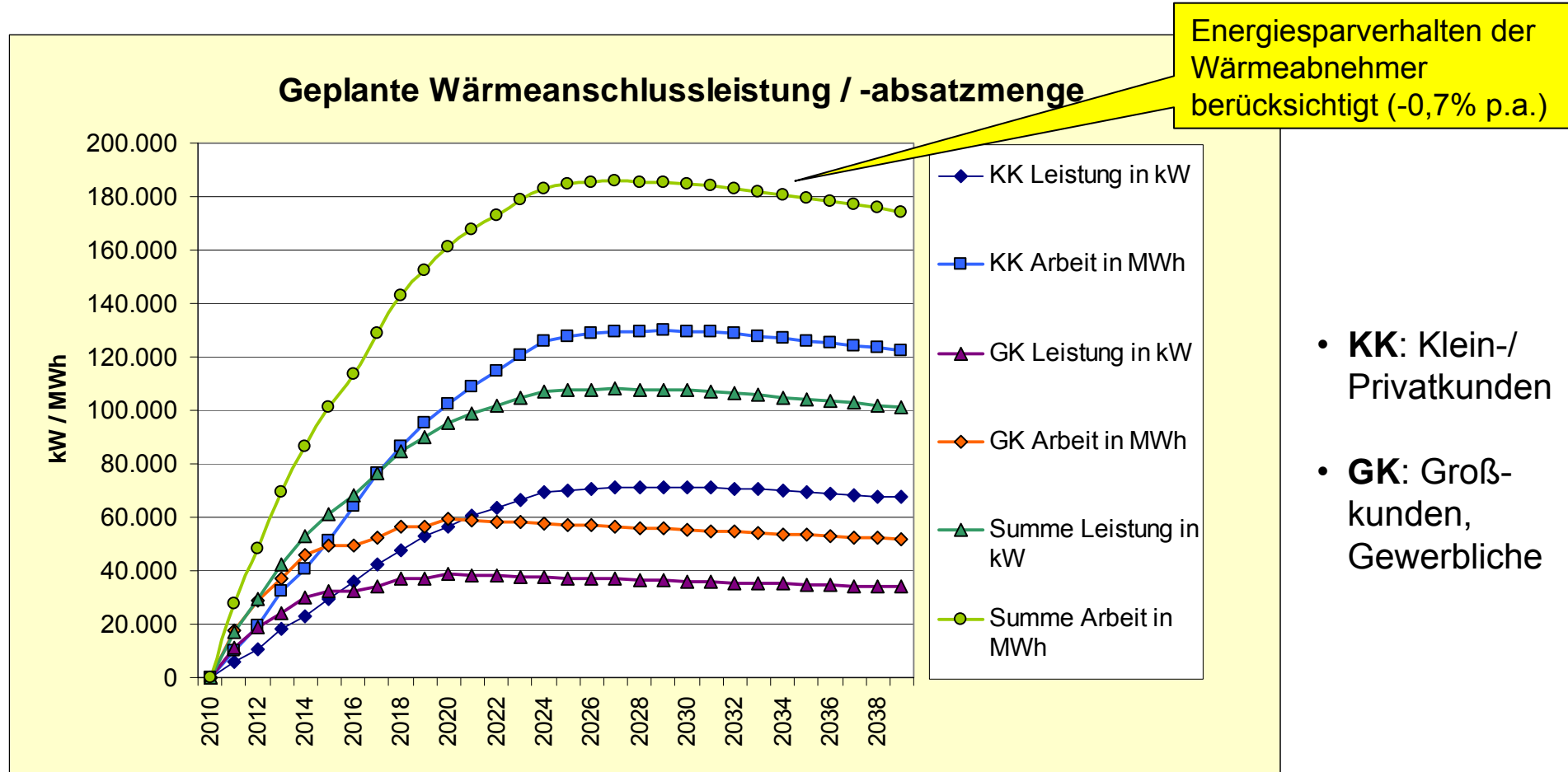
3. Finanzierung Wärmeprojekt



Projektparameter: Beispielprojekt Kleinstadt mit 25.000 EW

Geothermie	
Fördertemperatur in °C	90
Rücklauftemperatur in °C	55
Schüttung in kg/s	100
geplantes thermisches Potential in kW	13.816
Mittellastabdeckung	
Einsatz Biomasse	nach 4 Jahren
Einsatz Wärmepumpe	nach 7 Jahren
Absatz	
Anschlussleistung in kW (inkl. Absatzrückgang) ca.	100.000
Wärmeabsatz in MWh (inkl. Absatzrückgang) ca.	170.000
Anzahl angeschlossener Objekte (im Endausbau)	4.300

Absatzplanung



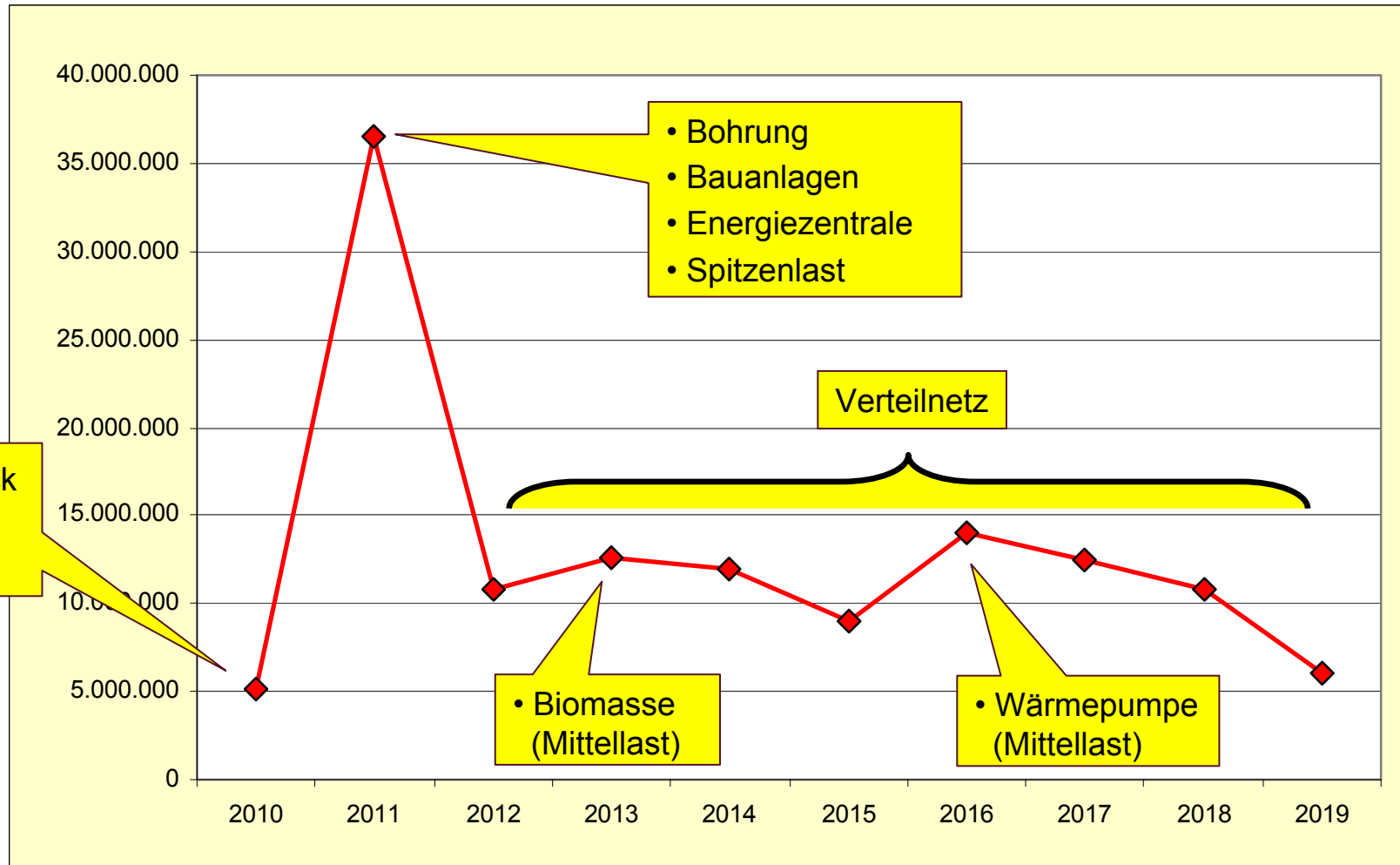
Investitionen

	über 30 Jahre
Grundstück	750.000
Bohrung (incl. Bohrplatz)	18.760.000
Thermalwasserpumpen	870.000
Bau / Außenanlagen	2.040.000
Technik Energiezentrale	2.350.000
Technik Spitzen/Heizz.	1.600.000
Technik Biomasse	4.060.000
Technik Wärmepumpe	8.110.000
Verteilnetz	58.130.000
Hausanschlüsse	23.210.000
WÜ-Stationen	19.300.000
Planung Netz	9.500.000
Sonstiges / "Reserve"	8.570.000
SUMME	157.250.000

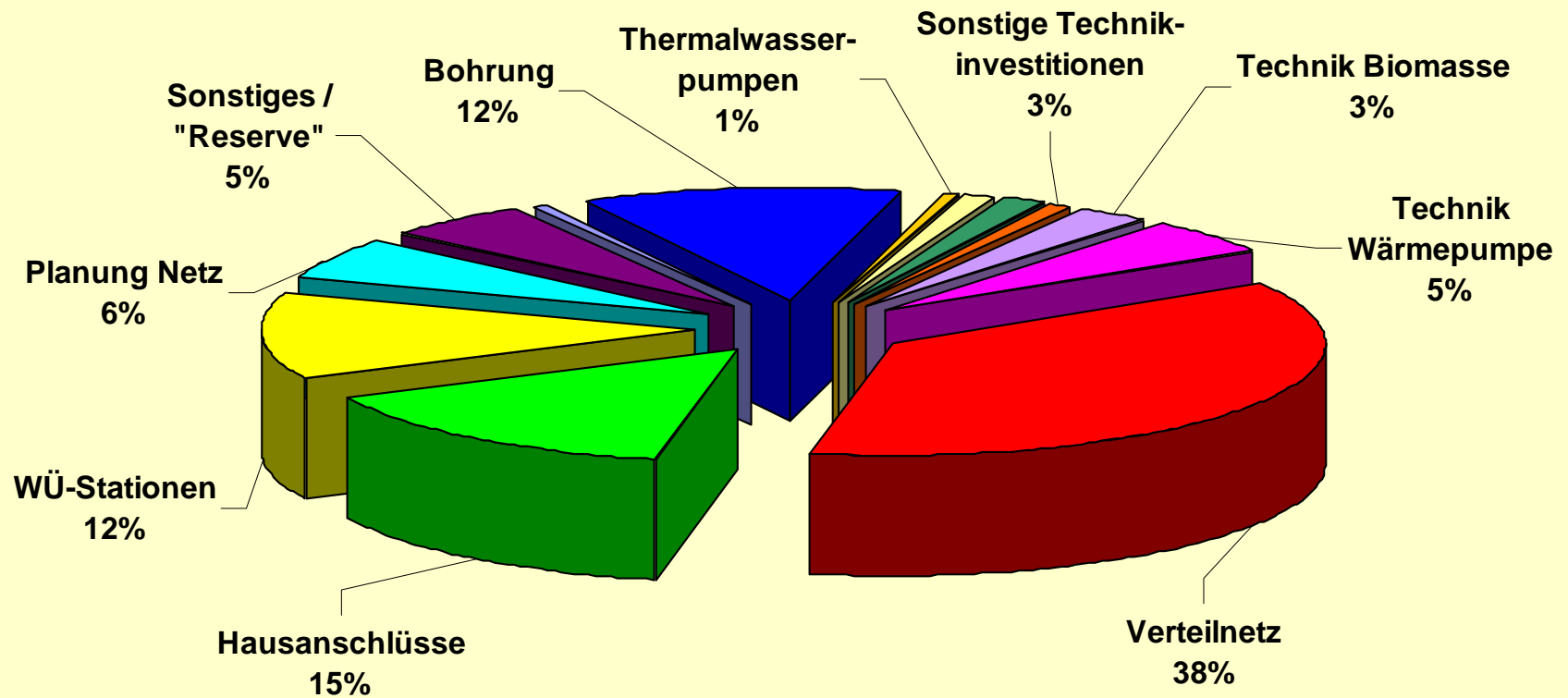
- Ca. 50 - 75% der Investitionen fallen in den ersten 1 - 3 Jahren an (Bohrung + technische Anlagen + Basisnetz)
- Der Rest fällt in den Jahren 4 - 15 an (Netzausbau)

Bei einer Netzlänge von rd. 100 km

Verlauf Investitionen in den ersten 10 Jahren (rd. 130 Mio. €)



Aufteilung Investitionen Wärmeprojekt (ohne Reinvestitionen)



Finanzierung - risikoorientierte Phasenbetrachtung

Hauptrisiko 1: Erschließung



Hauptrisiko 2: „Kunde“



- Machbarkeitsstudien
- Reprocessing
- Seismik

- Niederbringung der Bohrung /-en
- Pumptests

- Technik
- Wärmezentrale
- Verteilnetz

- und weiterer Netzausbau (bei Wärmeprojekten)

EK-Risiko

(kaum Bereitschaft von Banken zur Beteiligung am Risiko in dieser Phase, selbst bei Fündigkeitsversicherung)

„Grauzone“

(FK gegen „100%“ Sicherheiten, z.B. Bürgschaften)

FK-Risiko

(FK kann nach Erreichen der kritischen Kundenmasse eingesetzt werden)

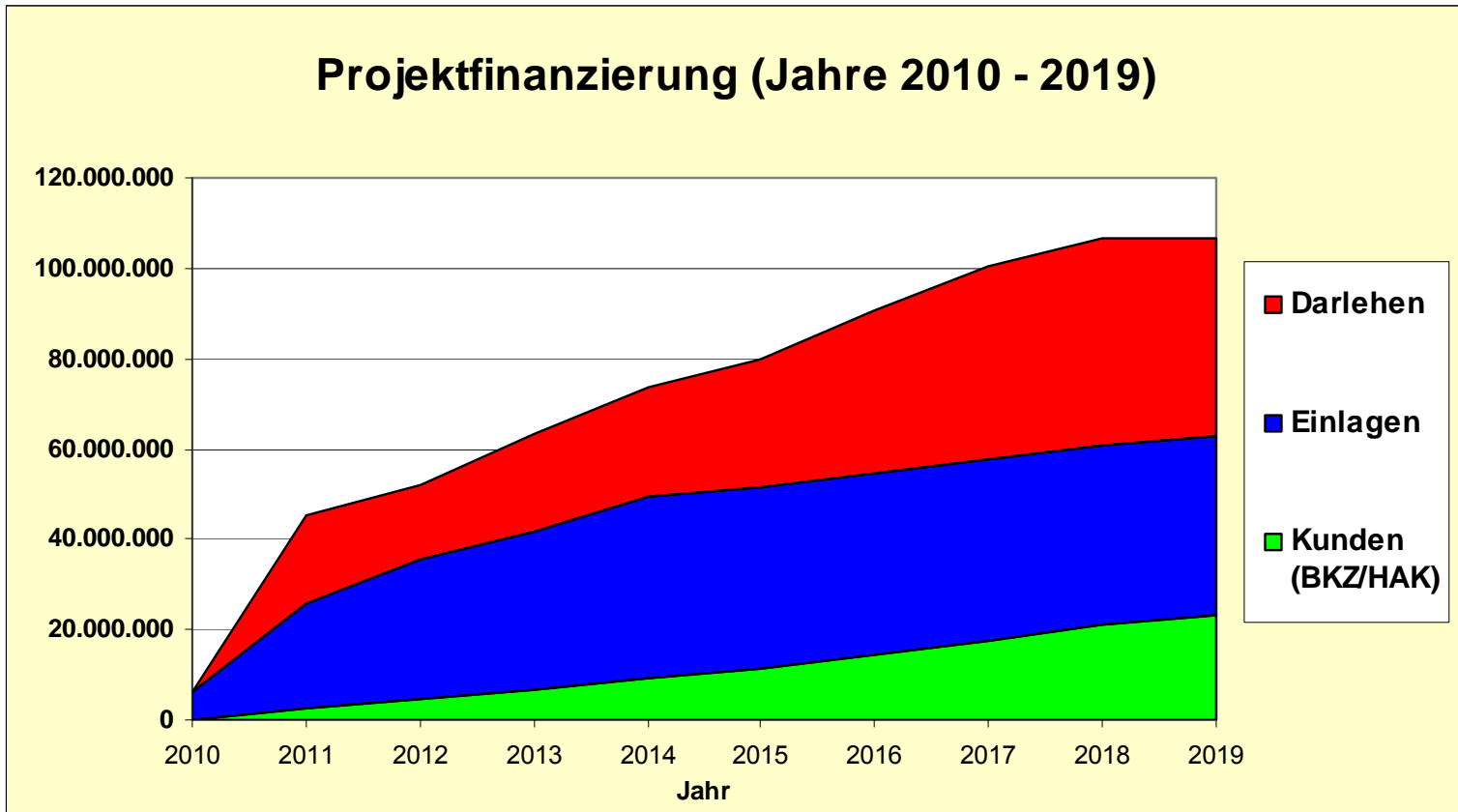
➔ Programm zur Absicherung des Kundenrisikos???

Finanzierungssituation in der Praxis

➔ Keine Finanzierung ohne integrierten Businessplan (Risikotransparenz)

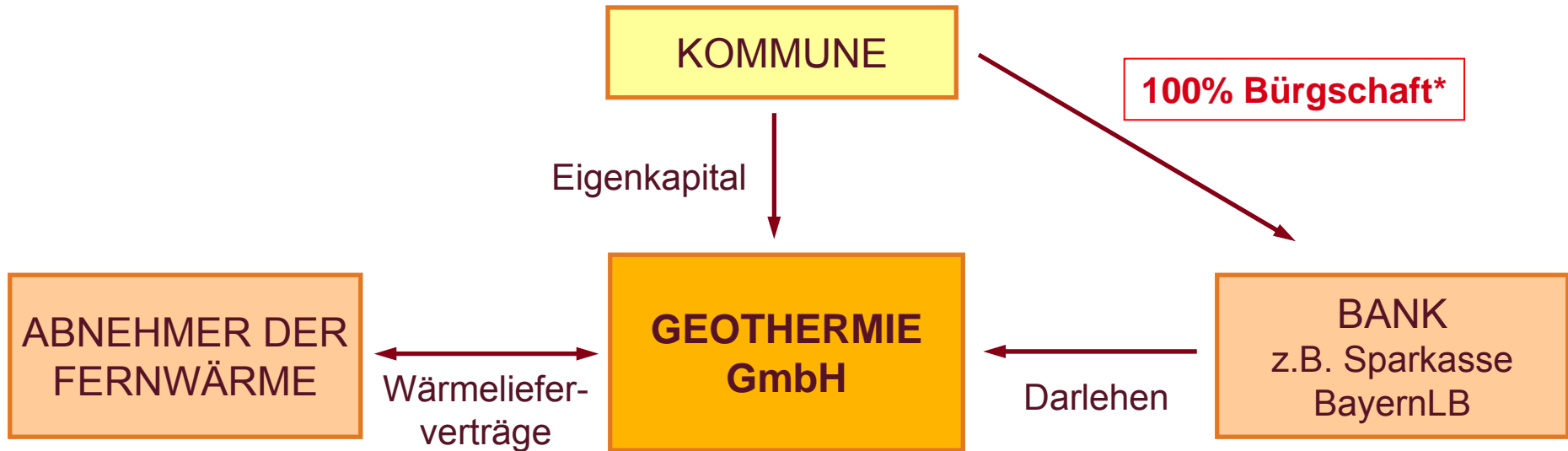
- Projektinitiator → Eigenkapital
 - Gemeinde / Privatinvestoren (ggf. zusammen mit Gemeinde als PPP)
 - Eigenkapitalhöhe (Projektentwicklung, Bohrung und negativer Cashflow)
- Banken → Fremdkapital
 - 💣 Wärmeprojekte sind derzeit **nicht** zu finanzieren ohne Haftungsübernahme!
 - 💣 Restriktionen des EU-Beihilferechts werden gerne verdrängt!
- Kunden (Baukostenzuschüsse, Hausanschlusskostenbeiträge)
- Fördermittel (Marktanreizprogramm, Innovationsförderung)
 - KfW-Darlehenssteilerlass ca. 5 - 7 Mio. € / Projekt
 - 💣 Bei Beteiligung von Kommunen oder großen EVU's verlangt die KMU-Klausel besondere Anreizeffekte etc.

Eigen- und Fremdkapitalanteile sowie Stand Kundenzuschüsse



(ohne Kontokorrentkredit und thesaurierte Gewinne)

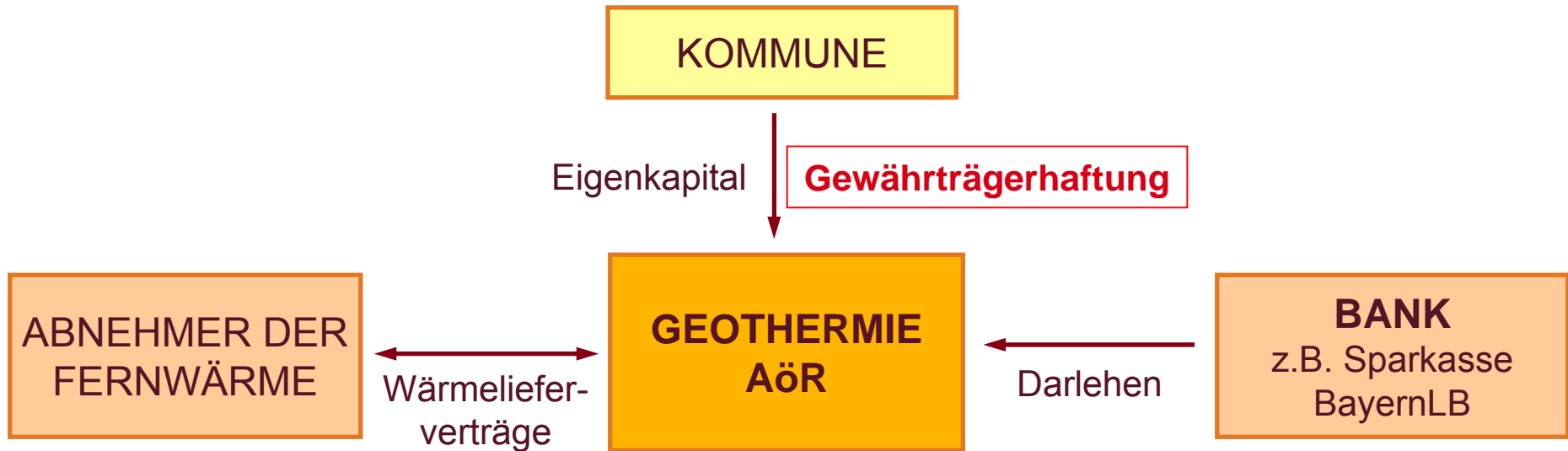
Beispiel: Kommunalfinanzierungsstruktur (Bürgerschaft)



* Beachtung der EU- und haushaltsrechtlichen Bestimmungen **ZWINGEND!**

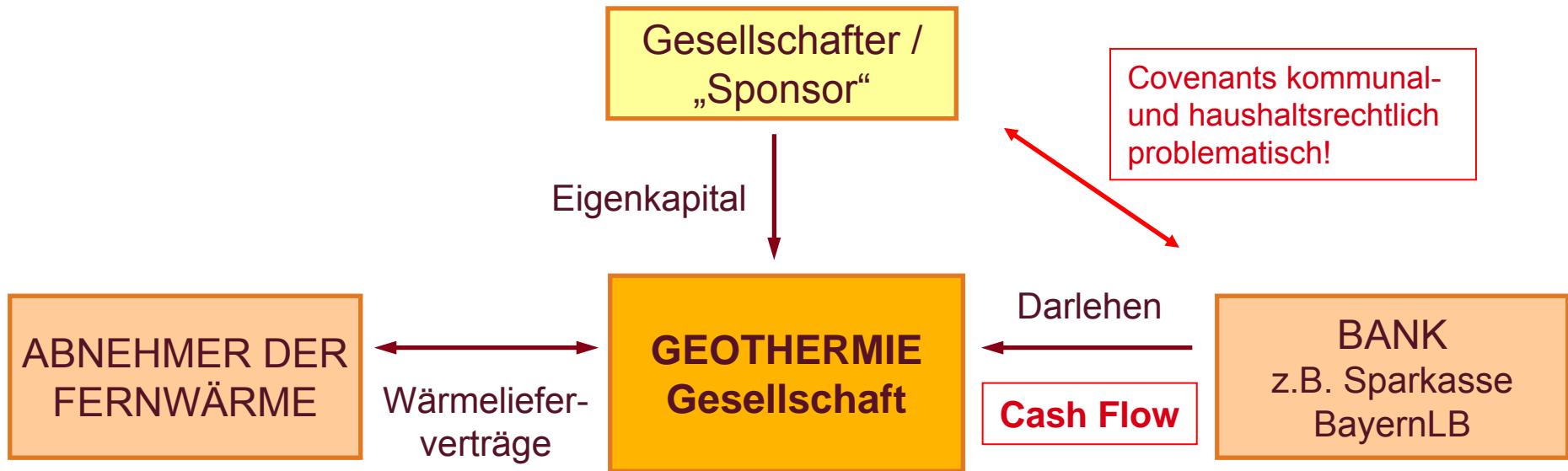
➔ „Kostengünstigste“ Finanzierungsvariante

Beispiel: Kommunalfinanzierungsstruktur (AöR)



➔ Etwas „teurer“ als die Finanzierung über die Kommunalbürgschaft

Beispiel: Projektfinanzierungsstruktur (Wärme)



- Finanzierung ohne bzw. nur mit begrenzter Haftung des Gesellschafters
- Bedienung des Kapitalsdienstes nur durch eingehende Cash Flows
- Prognostizierbarkeit und Sicherheit der Cash Flows ist entscheidend

➔ **Deutlich „teurer“ als die Varianten der Kommunalfinanzierung**

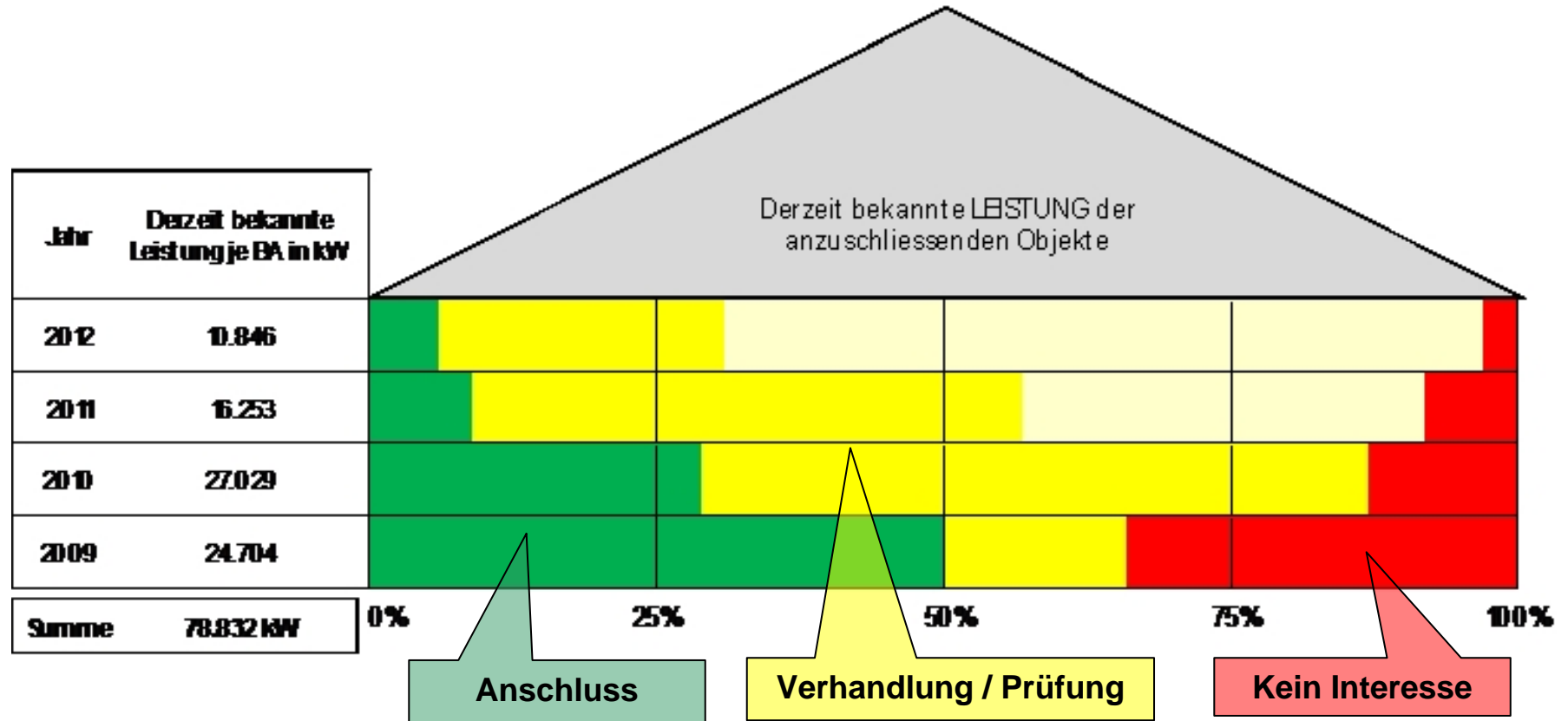
Umsatzerlöse: Wärmemarkt statt EEG

- Entscheidender Fokus: **Netzausbau / Kundengewinnung**
 - kein EEG → keine Abnahmegarantie
 - voller Wettbewerb mit anderen Wärmeversorgern
 - Faire Tarifgestaltung
 - Wettbewerbsfähiger Geothermie-Wärmepreis (möglichst unter Gas / Öl) brutto ca. 80 - 90 €
 - Faire Preisgleitklauseln (Abkoppeln von Energiepreisen)
- } → Anreiz zum Umsteigen
- Transparente und rechtssichere Wärmeliefervertragsgestaltung
 - EU-Beihilferechtskonforme Incentives
 - Frühbucherrabatte / Optionstarife / Anschlussförderung
 - Professionelle Kundenbetreuung

Erfolgskriterien bei der Kundengewinnung / -betreuung

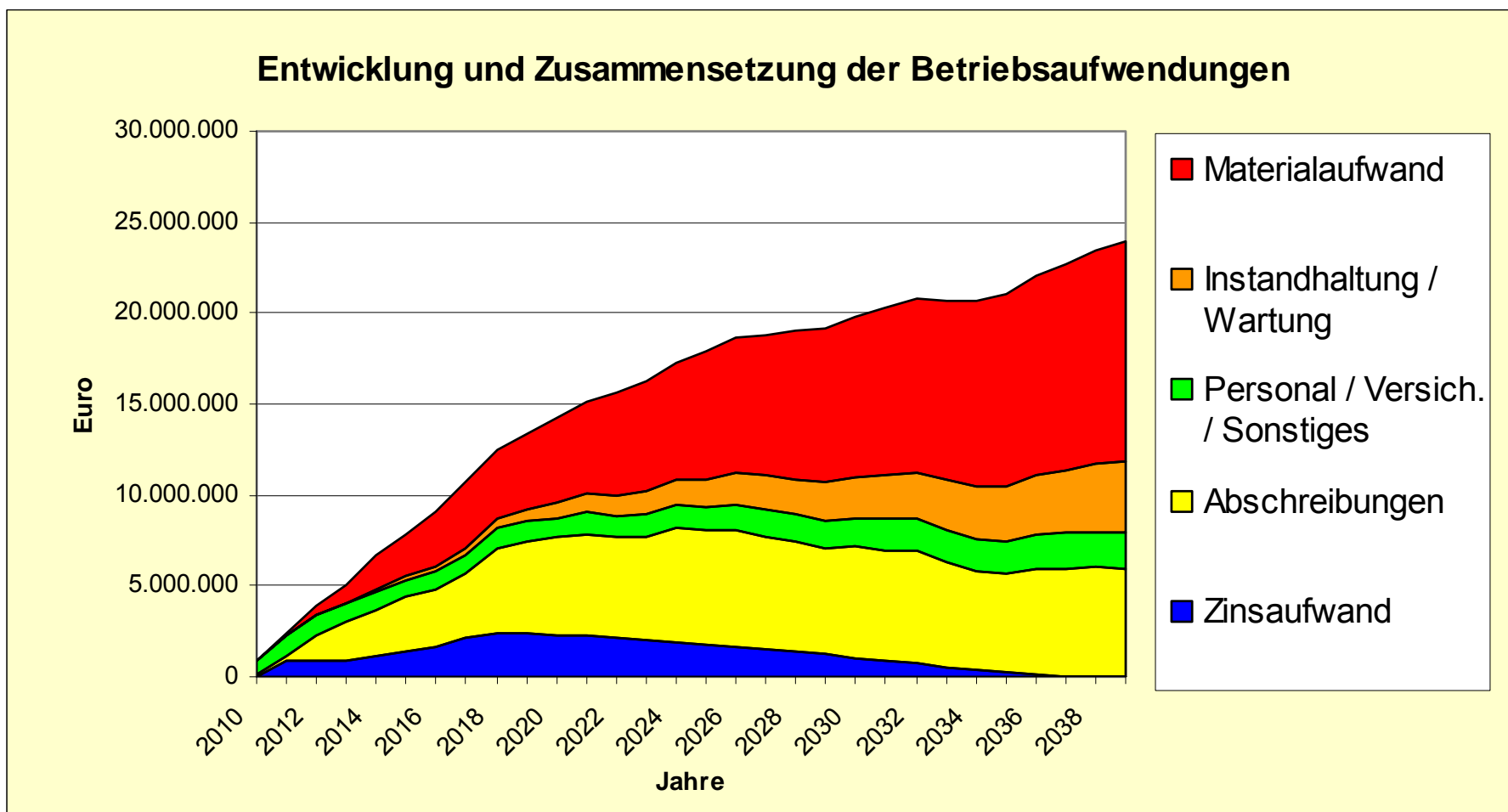
- Akquiseerfahrung im Bereich der Nahwärme
- Hinreichende und ausgebildete Akquisekapazitäten
(z.B. erfahrene Dienstleister)
- Technische Kenntnisse bei Kundenberatung vor Ort
(z.B. über die Möglichkeiten der Senkung der Rücklauftemperatur)
- Einbindung, Schulung und Zertifizierung von vor Ort tätigen Heizungsbaufirmen
- Professionelles Kundenmanagement mit Hilfe einer speziell für Fernwärme entwickelten Datenbank => Inkasso / Forderungsmanagement
- Professionelle Öffentlichkeitsarbeit / Marketing
=> Kommunikationsmanagement (Informationsveranstaltungen, Flyer, Homepage ...)

Das Ergebnis: gute „Anschlussquoten“ (Beispiel AFK)

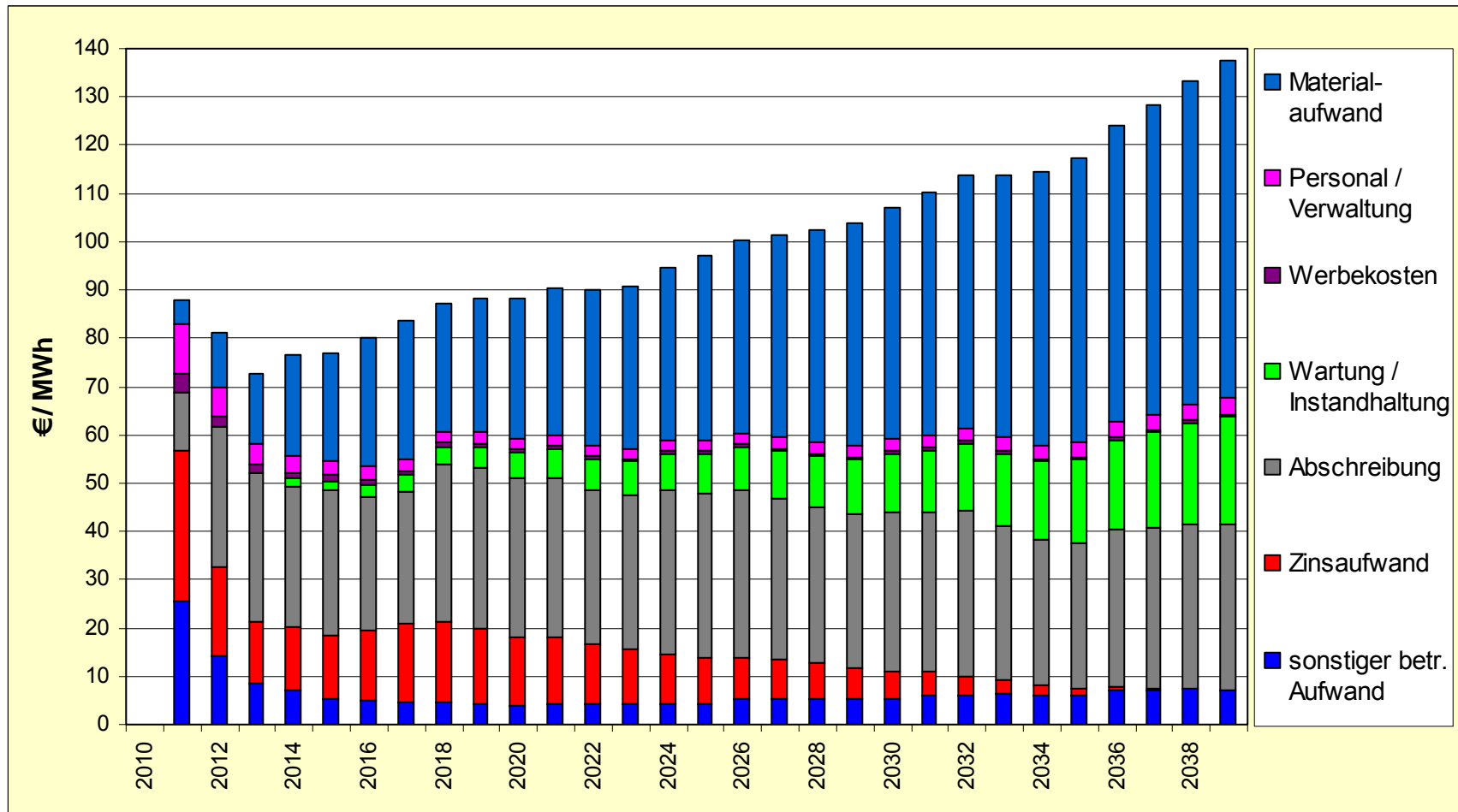


➔ Anschlussquoten von über 50% im Erstjahr je Bauabschnitt sind möglich

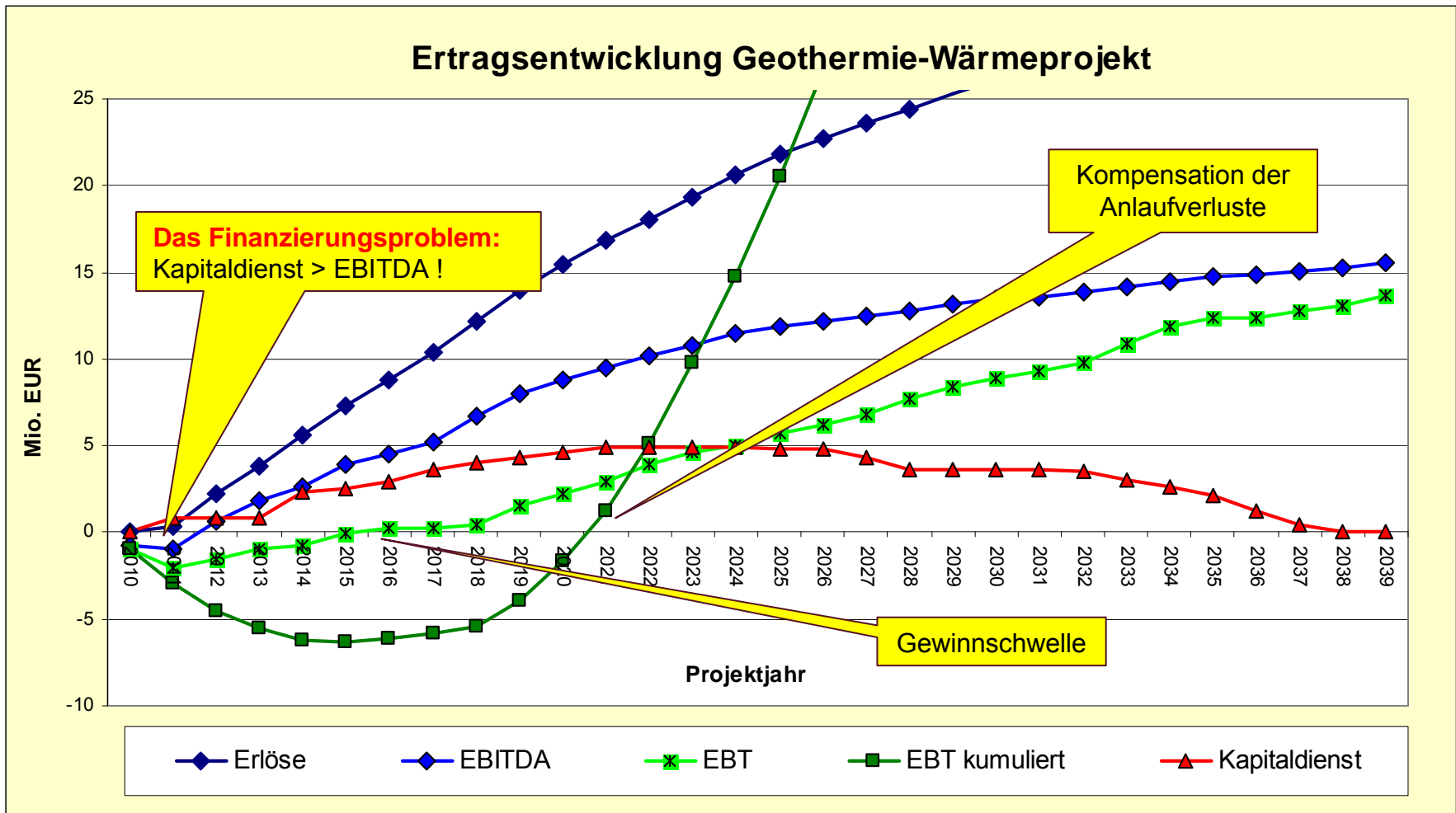
Betriebsaufwendungen



Wärmegestehungskosten



Projektrentabilität



Verlauf der Erfolgsgrößen - Erläuterung

- **Gewinnschwelle**
 - Erreichung i.d.R. nach Abschluss der Hauptinvestitionsphase (Jahr 6 - 15)
(bei vielen Großkunden und hoher Siedlungsdichte tendenziell früher)
- **Erlöse**
 - Jährlich steigend mit zunehmendem Netzausbau
 - Wärmepreis abhängig u.a. von der Entwicklung der in der Preisgleitklausel zugrunde gelegten Energie- und sonstigen Preisbezüge
- **Gewinn vor Steuern (EBT)**
 - Stetig steigend mit zunehmendem Netzausbau
- **Gewinn vor Steuern kumuliert**
 - Das Gesamtprojekt hat ab diesem Zeitpunkt die Anfangsverluste kompensiert

- **Renditen bei Wärmeprojekten liegen bei ca. 4 - 8%**
abhängig von

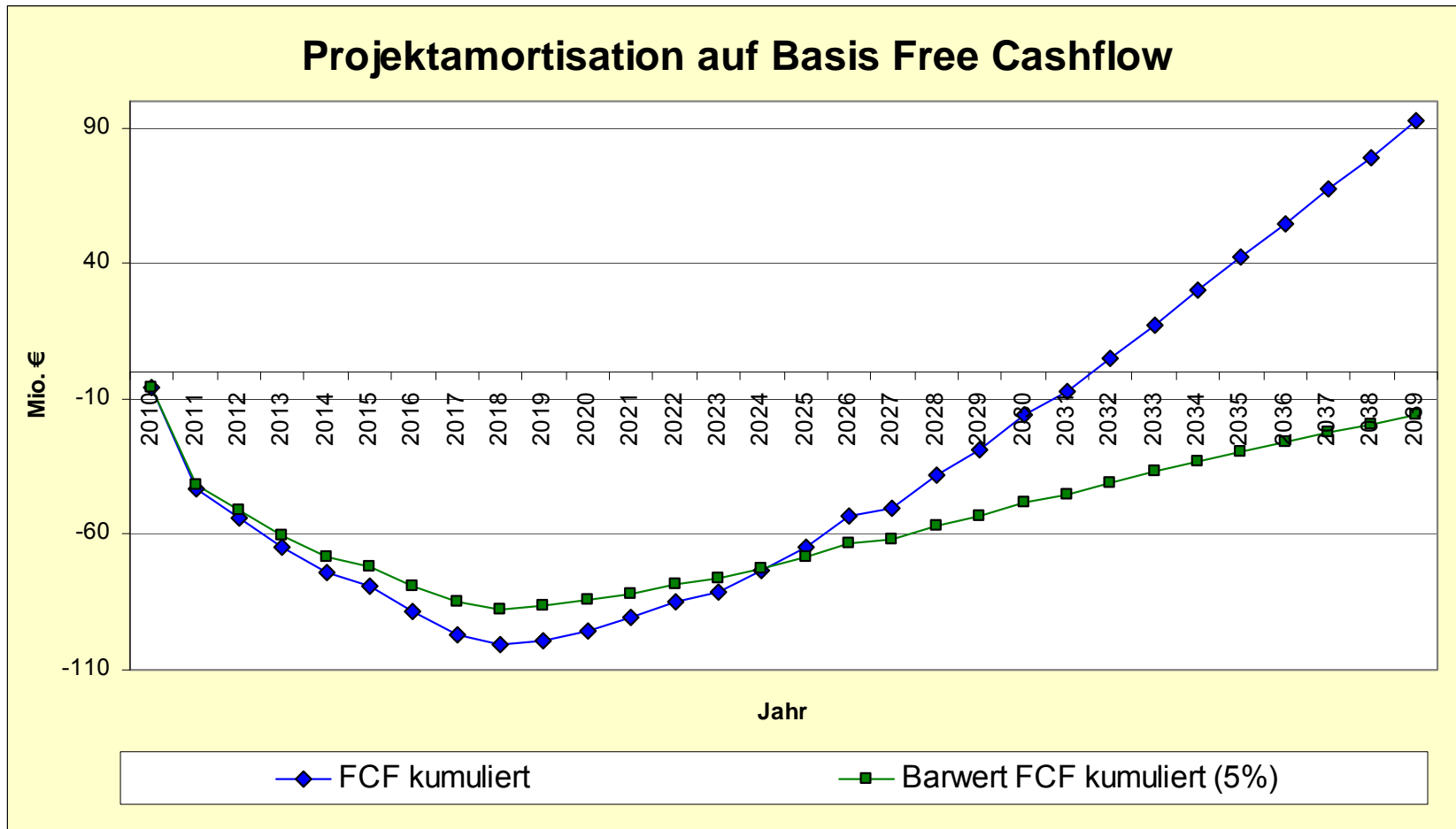
- Standort und Bohrtiefe (Temperatur und Schüttung)
- Konzept Energiebereitstellung (Mittellast- und Spitzenlastdeckung)
- Preisgestaltung (Höhe Arbeits- und Grundpreis, Gestaltung Preisgleitklauseln)
- Kapitalausstattung
- Ausbaugeschwindigkeit usw.

Erlöse aus CO²-Zertifikatehandel wurden hier nicht berücksichtigt!
(unsicher zu kalkulieren)

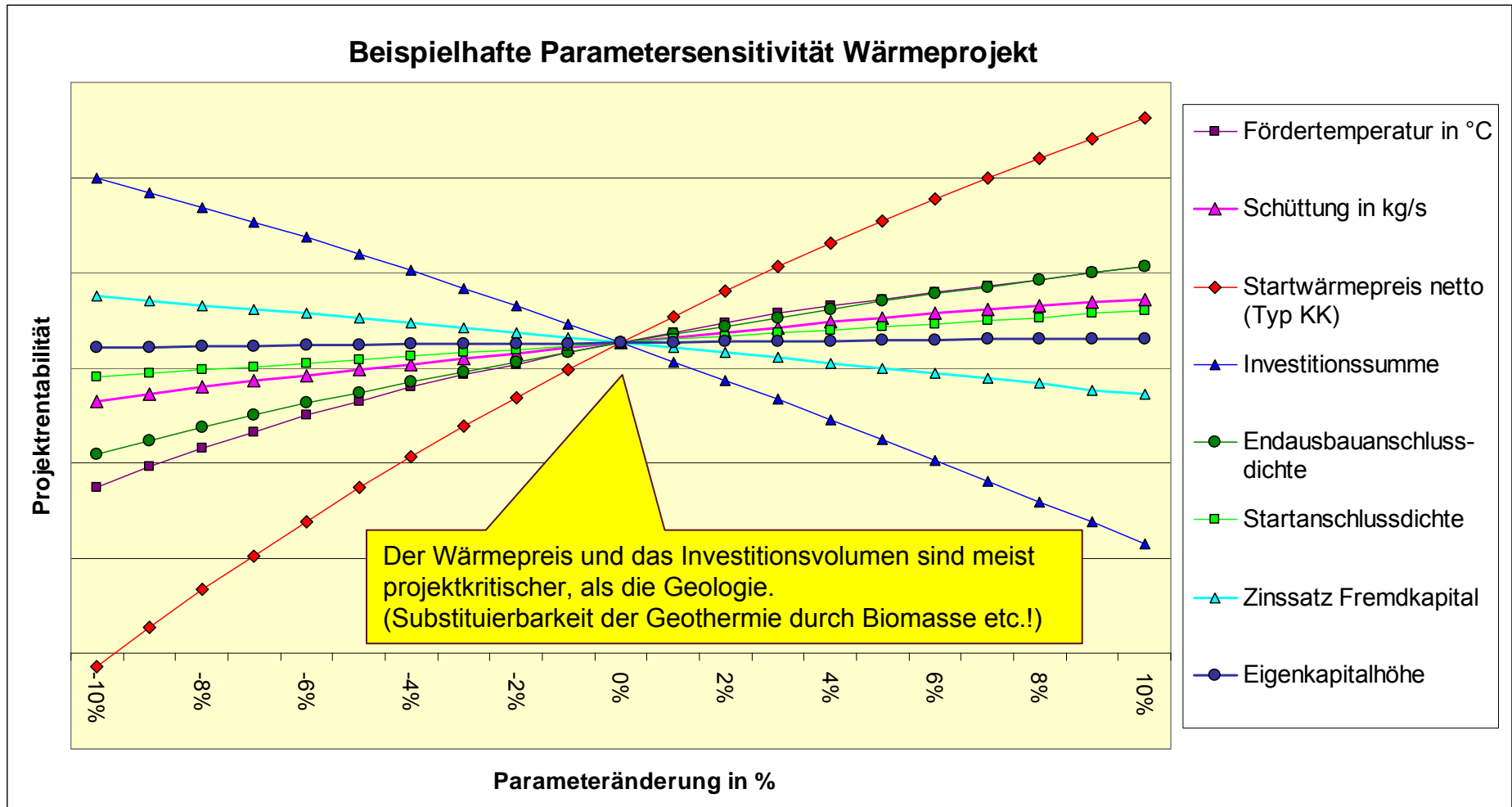
➔ Jedes Projekt ist individuell gestaltbar / optimierbar!

- Anschluss von Nachbargemeinde(n)
- **Kühlbedarf identifizieren und decken**

Projektamortisation



Sensitivitätsanalyse



6. Projektoptimierung Strom / Wärme / Wärmequellen

Wirtschaftliche Aspekte	Stromprojekt	Wärmeprojekt
Gewinnschwelle	schnell, ab KW-Betrieb	längere "Durststrecke"
Hauptinvestitionen	in der Bauphase (1 - 4 Jahre)	in der Bauphase und Betriebsphase (Netz!)
Finanzierung	gut kalkulierbar	schwerer kalkulierbar, da von zukünft. Netzausbau abhängig
Absatz / Vertrieb	Abnahme- und Vergütungsgarantie	Wettbewerb / umkämpfter Kundenmarkt
Erlöse	konstant, genau kalkulierbar durch feste Vergütungssätze	Preis ist marktabhängig, Erlössteigerung gemäß Ausbau
Materialaufwand	steigend (Preissteigerung)	stark steigend mit zunehmendem Netzausbau
Risikofokus	Fündigkeit	Fündigkeit und Absatz / Vertrieb

➔ Kombination Strom und Wärme als Lösung!?

Optimierungsüberlegungen

- Lassen sich Kraft- und Wärmeprozess rentabel kombinieren
 - Mehr Wertschöpfung durch verbesserte Energienutzung
 - seriell (Abwärmekonzept) oder parallel?
- Kann die verfügbare Geothermieleistung erhöht werden?
 - Absenkung des Rücklaufs / Wärmepumpenkonzept
 - Reservoirertüchtigung
- Kooperationsprojekte sinnvoll (z.B. von Nachbargemeinden)?
 - Vergrößerung des Wärmeabsatzpotentials (kritische Kundenmasse!)
 - Oder: „Claimsharing“ → Engpassituation im Großraum München
- Absatzsteigerung durch Kühlbedarf

Beispiel: Optimierung der Wärmeproduktion (hybrides Projekt)

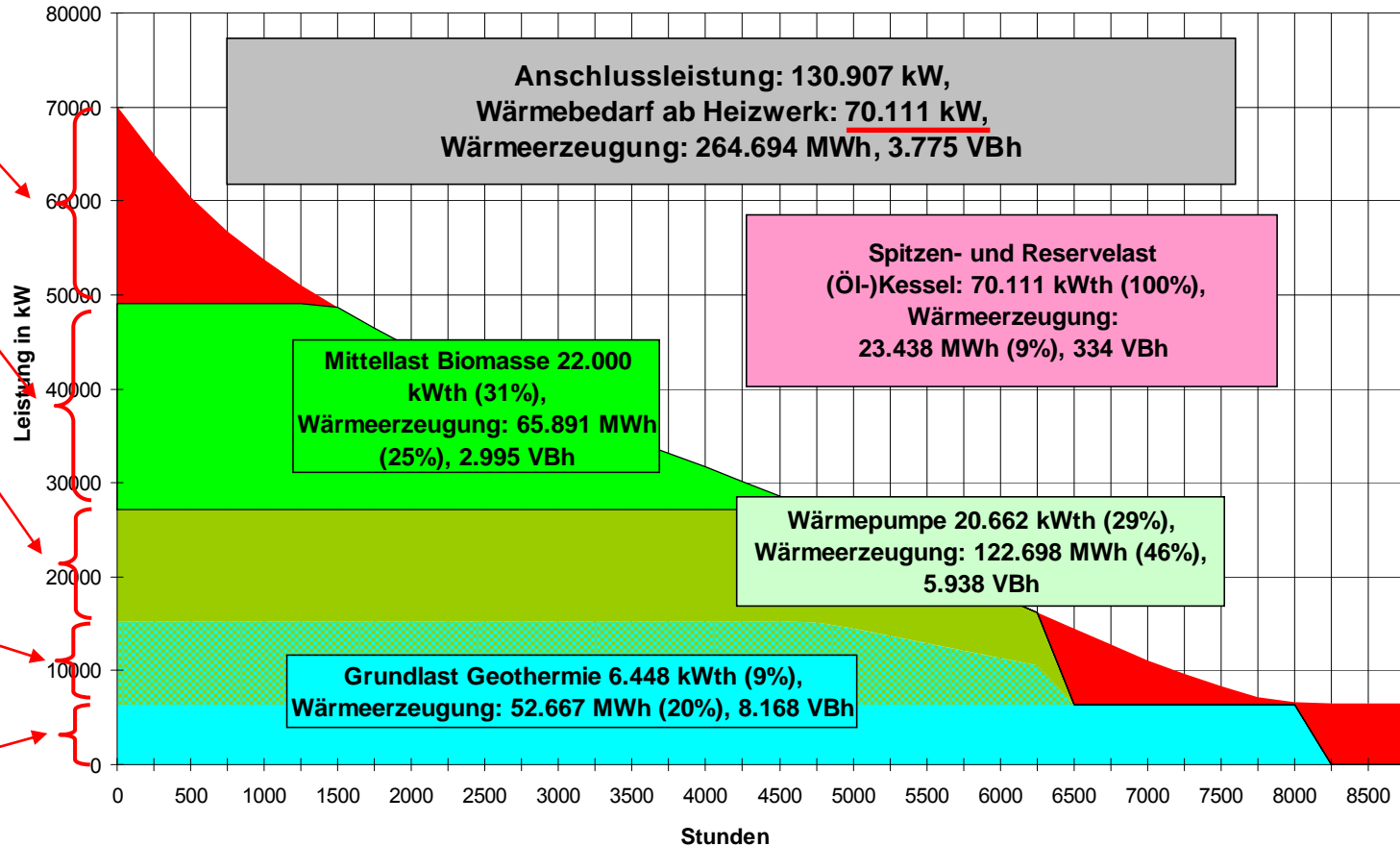
Spitzen- /
Reservelast (Öl)
→ 21,0 MW

Biomasse
Mittellast
→ 22,0 MW

Wärmepumpe
Biomasse-Anteil
→ 11,8 MW

Wärmepumpe
Geoth.-Anteil
→ 8,8 MW

Geothermie
→ 6,4 MW



Quelle: KESS GmbH / IB NEWS GmbH

9. Resümee

- Geothermie = grundlastfähig, quasiregenerativ, „sauber“ und wirtschaftlich
- Geothermische Strom- und/oder Wärmeprojekte sind an einer Vielzahl von Standorten in Bayern / Deutschland wirtschaftlich umsetzbar
- Die Projektfinanzierung ist stets maßgeschneidert
- Fremdkapital ist in der Explorations- / Hochrisikophase nicht zu erlangen
- Gute Stromprojekte finden Investoren, die hohen Eigenkapitalvolumina sind aber sehr hinderlich
- Das KfW-Programm Fündigkeitsabsicherung greift (noch) nicht
- Wärmeprojekte sind derzeit nur bei Langfristbetrachtung > 30 Jahre und / oder bei kommunaler Trägerschaft finanzierbar, profitieren aber stark bei steigenden Energiepreisen

10. Über uns

Spezial-Know-how [GGSC] Rechtsanwälte / Treuhand

- Wir helfen Kommunen und Privatinvestoren
 - Geothermieprojekte zu initiieren und umzusetzen
 - Versorgungsunternehmen zu gründen / zu betreiben
 - Bestehende Versorgungsunternehmen um weitere Sparten zu erweitern (z.B. regenerative Stromproduktion oder Wärmeversorgung)
 - Versorgungsstrukturen optimal (neu) zu gestalten
- Wir unterstützen dabei in allen
 - betriebswirtschaftlichen und unternehmensorganisatorischen Fragen
 - rechtlichen Themen
- Wir leisten aus unserem Netzwerk auch alle Querschnittsaufgaben, z.B. Due Diligence-Prüfungen

Leistungsspektrum [GGSC] Rechtsanwälte / Treuhand

Beispiel: Geothermieprojekt

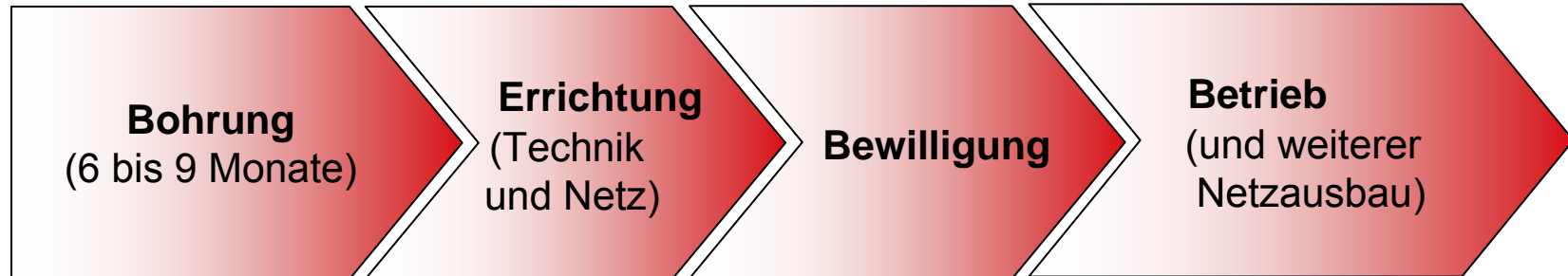
— Von der Idee zur Energieversorgung: Planung (2-3 Jahre) —→



Unser Beitrag:

- Konzeptionelle Beratung
- Wirtschaftlichkeitsanalyse / Projektsimulation
- Rechtsformwahlberatung
- Bergrechtsbeschaffung (Geologie), Rechtsberatung bei Konflikten
- Vorverträge Wärmelieferung
- Erste Finanzierungsüberlegungen
- Unterstützung bei der Suche von Projektpartnern / Investoren
- Frühabstimmung mit Aufsichtsgremien (Kommunalaufsicht)

— Von der Idee zur Energieversorgung: Umsetzung (3-15 Jahre) —→



Unser Beitrag:

- Update / fortgesetzte Wirtschaftlichkeitsanalyse
- Controlling (Investitionen, Absatz, Straßenbewertung...)
- Projektfinanzierung, Fördermittel, Rating
- Beihilferechtliche Finanzierungsprüfung / Incentiveprüfung
- Konzeption / Vergleich / Prüfung von Versicherungskonzepten, Risikomanagement
- Gesellschafts- und steuerrechtliche Gründungsberatung, Konsortialverträge
- Bohrverträge, Kraftwerkslieferungsverträge, Durchführung und Begleitung von Vergabeverfahren
- Baugenehmigungen, Anlagenzulassungsfragen, Bergrechtliche Bewilligung und Wasserrecht
- Konzessions- und Wärmelieferungsverträge einschl. Verhandlungen mit Großkunden
- Begleitung von Aufsichtsterminen, Aufsichts- und Gemeinderatssitzungen und Gesellschafterversammlungen
- Laufende Betreuung von Marktauftritt und Kundenbeziehung (Wettbewerbs- / Vertragsrecht, Inkasso, Preisgestaltung /-entwicklung, Vertriebsunterstützung...)

Einige Referenzprojekte - www.geothermiekompetenz.de

Inland

- Geothermieprojekt Pullach (Wärme) – umgesetzt (www.iep-pullach.de)
- Geothermieprojekt Aschheim/Feldkirchen/Kirchheim (Wärme) – umgesetzt (www.afk-geothermie.de)
- Geothermieprojekt Unterföhring (Wärme) – umgesetzt (www.geovol.de)
- Geothermieprojekt Mauerstetten/Kaufbeuren (Strom/Wärme) – umgestellt auf Forschung EGS
- Geothermieprojekt Garching (Wärme) – in der Umsetzung (www.ewg-garching.de)
- Geothermieprojekt Oberhaching (Wärme) – in der Umsetzung
- Geothermieprojekt Geretsried (Strom/Wärme) – in der Planung
- Geothermieprojekt Vaterstetten/Grasbrunn (Wärme) – in der Planung
- Geothermieprojekt Holzkirchen (Strom/Wärme) – in der Planung
- Geothermieprojekt Traunstein (Strom/Wärme) – in der Planung
- Geothermieprojekt Puchheim (Wärme) – in der Planung
- Diverse Due Diligence Prüfungen von kombinierten Strom- und Wärmeprojekten
- Und viele weitere ...

Ausland

- Geothermieprojekt Manchester (Wärme) – in der Planung (www.gtenergy.net)
- Geothermieprojekt Dublin (Wärme) – in der Planung (www.gtenergy.net)
- Geothermieprojekt Assal, Djibouti (Stromerzeugung) – in der Planung (REI/Weltbank)
- Geothermienutzung in Estland – Machbarkeitsstudien (Eestimaa Rohelised)

[GGSC] BWL - Team

Dr. Thomas Reif

Dipl.-Volkswirt, Rechtsanwalt,
Fachanwalt für Steuerrecht



Gerd Wolter, C.P.A.

Dipl.-Kaufmann, Steuerberater,
Wirtschaftsprüfer

Irene Lang

Dipl.- Betriebswirtin



Harald Asum

Dipl.-Betriebswirt

Ramona Trommer

Dipl.-Kauffrau,
Wiss. Assistentin



Karin Gohm

Rechtsanwaltsfachangestellte

Dr. rer. pol. Thomas Reif

Dipl.-Volksw., Rechtsanwalt, Fachanwalt für Steuerrecht

[GGSC] Gaßner, Groth, Siederer & Coll.

Partnerschaft von Rechtsanwälten

Berlin · Köln · Frankfurt (O) · Augsburg

Provinstraße 52 · 86153 Augsburg

Telefon 0821 / 747 782-0 · Telefax 0821 / 747 782-10

www.ggsc.de

www.geothermiekompetenz.de

reif@ggsc.de