

Eigenerzeugung für Stadtwerke – aktuelle Projektbeispiele

Dr.-Ing. Dirk von Lojewski, Stadtwerke Gütersloh GmbH
Dipl.-Ing. Klaus-Joachim Frost, Fichtner Consulting & IT AG

VDMA/VWEW-Fachtagung
Kraftwerksbau und Kraftwerkstechnik im regulierten Umfeld
13. und 14. Februar 2007 in Düsseldorf

Zusammenfassung

Stadtwerke stehen vor besonderen Herausforderungen im Zuge wachsenden Wettbewerbs und regulatorischer Eingriffe, welche die Ertragssituation der Unternehmen zunehmend verschlechtern lassen..

Eine Chance dieser ungünstigen Entwicklung entgegenzuwirken liegt darin, sich im Aufbau von eigenen Erzeugungskapazitäten zu engagieren. Hierdurch besteht die Möglichkeit, sich durch kostenbasierte Strombezugspreise im Wettbewerb mit anderen Unternehmen erfolgreich zu positionieren.

Bei Abwägung verschiedener Möglichkeiten wird deutlich, dass Regenerativ-, Biomasse- und KWK- oder BHKW-Anlagen keinen wesentlichen planbaren und wirtschaftlichen Beitrag dazu leisten, die Eigenerzeugungsbasis von Stadtwerken zu vergrößern.

Die Stadtwerke Gütersloh GmbH prüfen zur Zeit eine Beteiligung an einem Steinkohle-Kraftwerk durch Bezug einer Leistungsscheibe. Die wesentlichen Merkmale eines solchen Beteiligungsprojekts sowie die Mechanismen zur Erreichung eines wirtschaftlich erfolgreichen Investments werden in dem folgenden Beitrag dargestellt.

Stadtwerke im Umfeld des wachsenden Wettbewerbs und der intensiven Regulierung

Stadtwerke stehen vor ganz besonderen Herausforderungen im Zuge regulatorischer Eingriffe, wachsenden Wettbewerbs und knapper Erzeugungskapazitäten. Die Positionierung in diesem veränderten Marktumfeld bietet Stadtwerken zwar durchaus auch neue Chancen, birgt allerdings auch erhebliche Risiken.

Im Wettbewerbsmarkt konnten bisher viele Stadtwerke die eigene Position nicht nur halten, sondern vielfach ließ sich durch zusätzlichen Stromabsatz in neuen Marktgebieten oder bei neuen Kunden die Marktstellung verbessern. In naher Zukunft ist allerdings im Vertrieb von Strom und zukünftig auch von Gas ein intensiverer Wettbewerb zu erwarten, der zu einem steten Druck auf die Margen und auf die Gewinne der Unternehmen führt. Mit der Energierechtsnovelle ist der für die Stadtwerke wichtige Wertschöpfungsbereich der Verteilung stark in den Fokus der Regulierungsbehörde geraten. Einerseits fordert der Gesetzgeber eine hohe Versorgungsqualität mit der Erfordernis entsprechender Investitionen in das Netz, doch andererseits hat er die Rendite auf das eingesetzte Kapital deutlich beschnitten. Die aktuellen Kürzungen der Netznutzungsentgelte durch die Bundes- und Landesnetzagenturen führen zukünftig bei der wesentlichen Ertragsquelle der Stadtwerke zu starken Einbußen. Prozessoptimierung in Verbindung mit Kosteneinsparungen können nur zum Teil die weg brechenden Ergebnisse auffangen.

Stadtwerke sehen angesichts des zunehmenden Margendrucks im Vertriebs- und Verteilungsbereich daher zukünftig ihre Chancen im Erzeugungsbereich. Dies geschieht vor der knapper werdenden Erzeugungsressourcen und dem Hintergrund von zuletzt kontinuierlich

stark gestiegenen Strompreisen auf dem Großhandelsmarkt, die sich erheblich von den Herstellungskosten neuer Kraftwerke entfernt haben. Der Aufbau von eigenen Erzeugungskapazitäten vermeidet die Abhängigkeit von starken Marktpreisschwankungen und reduziert die damit verbundenen Preisrisiken (**Abbildung 1**).

Ausgangssituation Stromversorgung Deutschland



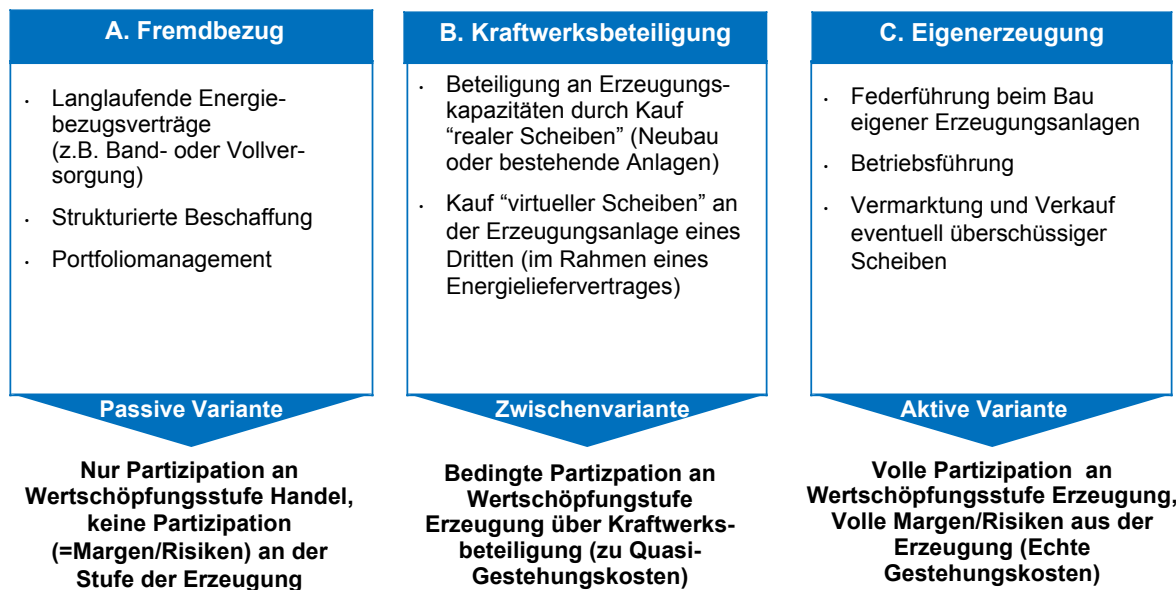
Quelle: FCIT

Vor diesem Hintergrund kommt für Stadtwerke dem stärkeren Einstieg in den Erzeugungsbereich eine besondere Bedeutung zu.

Handlungsoptionen für die Strombeschaffung für Stadtwerke

Grundsätzlich eröffnen sich einem Stadtwerk verschiedene Optionen bei der Strombeschaffung. Einerseits ist ein kompletter Fremdbezug (über einen lang laufenden Energieliefervertrag, über eine strukturierte Beschaffung oder die eine Kombination aus beiden Alternativen) möglich, andererseits ist die Beteiligung an einer Erzeugungsanlage oder der Bau einer eigenen Anlage denkbar. (**Abbildung 2**). Welche Option das einzelne Stadtwerk zieht, ist abhängig von dem Gestaltungswillen/-vermögen und der Finanzkraft des Unternehmens sowie der Chancen-Risiko-Bewertung einer solchen Investition.

Optionen für die Strombeschaffung



Quelle: FCIT

Die einzelnen Optionen unterscheiden sich insbesondere im Hinblick auf den Kapitalbedarf, die Planbarkeit und Stetigkeit der Erträge mit ihrem Horizont sowie den zu erwartenden Margen und Preisrisiken (**Abbildung 3**). Bei der "passiven Variante" (Fremdbezug) liegt das Markt- respektive Preisrisiko voll bei den Stadtwerken. Bei der "aktiven Variante" ist das Preisrisiko eher niedrig, da es sich hierbei um reine kostenbasierte Bezugspreise handelt. Angesichts des hohen Kapitalbedarfs ist diese Variante zumeist nur größeren Stadtwerken vorbehalten. Somit bietet sich für mittelgroße Stadtwerke die "Zwischenvariante" als vorteilhafteste Option an. Bei überschaubarem Kapitalbedarf partizipieren Stadtwerke von Bezugspreisen nahe den Gestehungskosten und halten sich somit alle Chancen offen, angemessene Margen bei der Stromvermarktung zu erzielen.

Merkmale der strategischen Handlungsvarianten

Variante	Passive Variante	Zwischenvariante	Aktive Variante
Eigenkapitalbedarf	Kein	hoch	Sehr hoch
Horizont / Stabilität der Bezugskosten	Mittelfristig/ eher gering*	Langfristig/ eher hoch**	Langfristig/ eher hoch**
Basis der Bezugskosten	EEX	Kosten plus x Kraftwerk	Kosten Kraftwerk
Margen	gering	mittel	hoch
Preisrisiko	Eher hoch	mittel	Eher niedrig
Stetigkeit der Erträge	Eher labil	Eher stabil	Eher stabil

Empfehlung: Zwischenvariante

* Abhängig vom Primärenergieträger
 ** Abhängig vom volatilen Großhandelsmarkt
 Quelle: FCIT

Möglichkeiten der Eigenstromerzeugung für Stadtwerke

Entschließt sich ein Stadtwerk dazu, in eine Erzeugungsanlage zu investieren, so stellt sich unter den genannten Randbedingungen des Wettbewerbsmarkts die Frage der Wirtschaftlichkeit, der Zuverlässigkeit und der Umweltfreundlichkeit der Erzeugungsanlage. Diese Frage wird bestimmt durch die Überlegungen hinsichtlich der Leistungsgröße, des einzusetzenden Brennstoffs (unter Diversifikations- und Risikoaspekten) und der zu erwartenden ökologischen Implikationen.

Die Auswahl der Erzeugungsanlage orientiert sich zudem am Absatz- respektive dem Bezugsportfolio des Unternehmens, das sich über die Stromabsatzmenge und der Lastkurve definiert, sofern man von der Handelskomponente aus einem solchen Asset absieht.

Als Erzeugungsanlagen kommen grundsätzlich die folgenden Anlagentypen in Frage

- Regenerativanlagen (Windkraft-, Photovoltaik oder Wasserkraftanlagen)
- Blockheiz- oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
- Biomasse-Kraftwerke
- GuD-Kraftwerke
- Steinkohle-Kraftwerke.

Die wesentlichen technischen und ökonomischen Kenndaten dieser Kraftwerke sind der folgenden **Abbildung 4** zu entnehmen. Die Darstellung zeigt, dass konventionelle Kraftwerke mit fossilen Energieträgern eher für großtechnische Lösungen in Frage kommen, wohin gegen die regenerativen Anlagen eher im kleineren Maßstab eingesetzt werden können.

Technische und ökonomische Rahmendaten von Kraftwerken

	Einheit	SK-DK*	SK-IGCC_CO ₂ **	BK-DK***	Erdgas-GuD	EPR****	Wasser-KW	Wind-KW*****
Elektrische Netto-Leistung	MW	690	425	1.050	100	1.590	0,7	1,5
Elektrischer Netto-Wirkungsgrad	%	46	45	45	60	37	93	-
Spez. Investitionskosten	€/kW	1.000	1.500	1.150	440	1.550	5.880	1.000
Spez. Betriebs- u. Wartungskosten	€/kW/a	30,0	68,9	35,5	18,8	30,0	58,8	40,0
Spez. Abrisskosten	€/kW	31	58,5	32,4	15,8	155	Deckung der Abrisskosten durch Erlöse aus wieder verwertbaren Materialien	
Volllaststunden	h/a	> 7.446	> 7.446	> 7.446	> 7.446	> 7.446	5.080	1.504

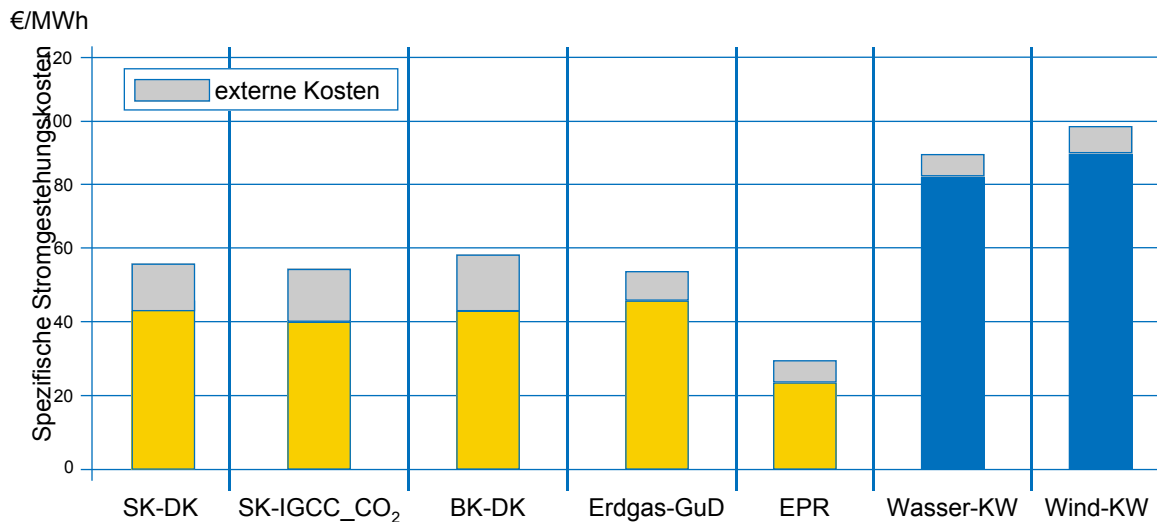
- * Steinkohlekraftwerk mit Kohlenstaubfeuerung
- ** Steinkohlekraftwerk mit integrierter Kohledruckvergasung und CO₂-Abscheidung
- *** Braunkohledampfkraftwerk mit Kohlenstaubfeuerung
- **** ERP: European Pressurized Water Reaktor, 1600 MW
- ***** Onshore-Windenergiekonverter an einem Standort mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s

Quelle: FCIT, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieverwendung (IER), Stuttgart

Die spezifischen Stromgestehungskosten liegen auch unter Berücksichtigung externer Kosten bei den konventionellen Kraftwerken deutlich günstiger als bei regenerativen Anlagen wie es **Abbildung 5** zeigt. Die externen Kosten umfassen die Schäden infolge des Treibhauseffektes (abgebildet über die CO₂-Zertifikate) sowie sonstige Folgeschäden.

Die gesamten externen Kosten sind für Kohlekraftwerke mit Stein- oder Braunkohle ähnlich hoch. Die externen Kosten für ein Erdgas-GuD- oder Kernenergie-Kraftwerk liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie für Wasserkraft- und Windkraftanlagen.

Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung der externen Kosten



Quelle: FCIT, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieverwendung (IER), Stuttgart

Im Folgenden werden die einzelnen Kraftwerkstypen darauf hin beleuchtet, inwieweit sie für Stadtwerke geeignet sind, zuverlässige und wirtschaftlich attraktive Erzeugungskapazitäten darzustellen.

Bei **Windkraftanlagen**, zumindest was die On-shore-Anlagen anbetrifft, sowie bei **Wasserkraftanlagen** ist das wirtschaftlich nutzbare Potenzial innerhalb Deutschlands weitgehend ausgeschöpft. **Photovoltaikanlagen** erfordern ausgesprochen hohe spezifische Investitionen und sind eher in kleinerem Maßstab zu realisieren. Stadtwerke einer mittleren Größe, denen die Stadtwerke Gütersloh zuzurechnen sind, können neben der mangelnden Verfügbarkeit von geeigneten Standorten Regenerativanlagen keinen nennenswerten Beitrag zur Strombedarfsdeckung im Hinblick auf eine zuverlässige (planbare) und wirtschaftliche Stromversorgung leisten.

Blockheizkraftwerke und KWK-Anlagen bedingen für einen wirtschaftlichen Betrieb die Vermarktung der im KWK-Betrieb erzeugten Wärme. In der Vergangenheit waren solche Anlagen durch entsprechende Förderbeiträge im Rahmen des KWK-Modernisierungsgesetzes besonders bevorzugt. Durch das Auslaufen der Förderung ist die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen kritischer zu sehen. Ähnlich wie bei anderen Stadtwerken verfügen die Stadtwerke Gütersloh über keine bedeutenden Wärmeabsatzpotenziale, die für die gute Wirtschaftlichkeit einer KWK-Anlage einen unerlässlich Beitrag darstellen. Zudem haben die zumeist relativ kleinen Anlagen – insbesondere gilt dies für BHKW-Anlagen – den Nachteil spezifisch hoher Investitionskosten, die sich in ungünstigen Gestehungskosten widerspiegeln.

Biomasse-Kraftwerke stellen von ihrer Leistungsgröße her eine interessante Option dar auch für die Stadtwerke Gütersloh. Die Attraktivität solcher Anlagen ergibt sich aus der Förderung nach dem EEG-Gesetz. Die EEG-Novelle von 2004 bevorzugt dabei verstärkt kleinere Anlagen und solche, die auf nachwachsenden Rohstoffen als Brennstoff basieren über den sogenannten "NawaRo-Bonus".

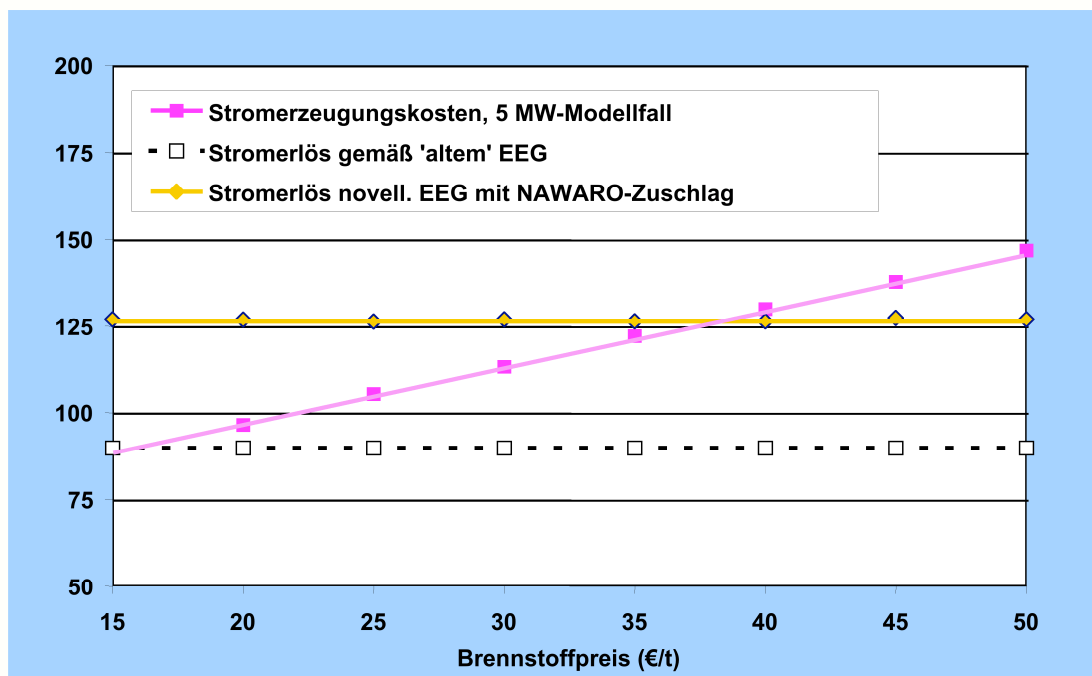
Vergütung in €/MWh (IBS 2006)

Basisvergütung:	
Elektrische Leistung bis 150 kW	11,16
Elektrische Leistung bis 5 MW	8,64
Zusatzvergütung für naturbelassener Biomasse*	
- elektrische Leistung bis 500 kW	6,00
- elektrische Leistung bis 5 MW, sonstige Biomasse	4,00

*Sogenannter "NawaRo-Bonus"

Aufgrund der Erlöse gemäß EEG böte sich a priori aber weniger eine größere Anlage als eher eine kleinere Anlage im Leistungsbereich von 1 - 5 MW_{el} an (**Abbildung 6**).

Rahmenbedingungen - Effekte der EEG-Novelle 2004



Quelle: Fichtner

Für die Stromerzeugung kommen im Wesentlichen holzartige Biomassen wie Waldrestholz, Sägenebenprodukte, Industrierestholz, Althölzer der Kategorien A I - A IV zum Einsatz; Halmgüter wie Stroh etc. sind dagegen aufgrund ihrer verbrennungstechnischen Eigenschaften nur bedingt geeignet.

Typische Preise für diese Holzsortimente, fertig aufbereitet und frei Anlage, betragen zwischen 20 und 60 €/t.

Bei den momentanen Brennstoffpreisen für Waldrestholz, Sägenebenprodukten, Altholz der Kategorien AI, AII und den Vergütungsregelungen des EEG ist deren Verstromung meist nur dann wirtschaftlich, wenn

- ein erheblicher Teil der Abwärme zu Prozess-/Heizwärmezwecken genutzt werden kann (KWK) und
- gute Randbedingungen bezüglich Brennstoffbeschaffung und Anlagenstandort gegeben sind.

In den letzten Jahren ist in Deutschland die Nachfrage nach den o. a. Holzsortimenten aufgrund ihrer zunehmenden Nutzung zur Pelletproduktion und zur Wärme- und/oder Stromproduktion sehr stark angestiegen.

Für eine neue Biomasseanlage in einem größeren Leistungsbereich von 10 - 20 MW_{el} im Standortbereich von Gütersloh stellt sich die Brennstoffbeschaffung als größtes Hindernis, zieht man die in den letzten Jahren zu verzeichnende starke Nachfrage an Biomasse in Betracht. Eine neue Anlage müsste brennstoffseitig mit mehreren derartiger Anlagen (insgesamt mehr als 100 MW_{el} an installierter Leistung) konkurrieren, die in Ostwestfalen bereits in Betrieb sind. Aus diesem Grund wäre eine solche Investition für die Stadtwerke Gütersloh mit hohen Risiken verbunden.

Attraktive Möglichkeiten im Hinblick auf eine Eigenerzeugung im größeren Leistungsmaßstab stellen somit vorrangig GuD- und Steinkohle-Kraftwerke dar, an denen Unternehmen wie die Stadtwerke Gütersloh fast ausschließlich über den Erwerb einer so genannten "Leistungsscheibe" partizipieren können.

GuD-Kraftwerke waren für Stadtwerke, die in den letzten 3 bis 8 Jahren ihr Bauvorhaben initiiert und umgesetzt haben, eine sehr vorteilhafte Investition. Am Beginn des genannten Zeitraums konnten diese Anlagen eine KWK-Förderung vereinnahmen und an günstigen Anlagenpreisen partizipieren. Zudem kamen attraktive Bezugsverträge für Kraftwerksgas, die momentan von der Gaswirtschaft so nicht mehr angeboten werden.

Aus diesen Gründen ist die Attraktivität von GuD-Kraftwerken gegenüber Steinkohle-Kraftwerken zuletzt deutlich zurückgefallen. Die Steinkohle ist aufgrund der größeren Marktverfügbarkeit weniger anfällig bezüglich starken Preisanstiegen und kurzfristigen Preisschwankungen. Außerdem geht der Brennstoffpreis bei Steinkohlekraftwerken gegenüber GuD-Kraftwerken etwa nur halb so stark in die Stromgestehungskosten ein. Insgesamt weisen **Steinkohle-Kraftwerke** im momentanen Marktumfeld eine größere Attraktivität auf, wie ein Vergleich mit GuD-Kraftwerken und Biomasse-Kraftwerken zeigt (**Abbildung 7**).

Vergleich von Kraftwerksoptionen

Kriterium / Option	GuD-Kraftwerk	Steinkohle-Kraftwerk	Biomasse-Kraftwerk
Brennstoffpreise / -verfügbarkeit	Unattraktiv (Kraftwerks-Gasmangel, Oligopolstruktur)	Akzeptabel (hohe Verfügbarkeit, Wettbewerbsstruktur)	Unterschiedlich geprägt (Verfügbarkeit kritisch, Partner erforderlich)
Technologiewahl	Erprobt (Komponenten vielzählig umgesetzt)	Erprobt (Komponenten mehrfach umgesetzt)	Weniger erprobt (Anlagen nur vereinzelt realisiert)
Genehmigungsfähigkeit	Sehr hoch (geringste ökologische Auswirkungen)	Hoch	Vermutlich hoch (wenig Erfahrungswerte)
Bau- und Betriebsrisiken	Sehr gering (geringe Anlagenkomplexität)	Gering bis mittel	Mittel („Brennstoffhandling“ wenig erprobt)
Primärenergie-diversifikation	Keine (gleicher Energieträger wie für Gassparte)	Hoch (neuer Energieträger)	Hoch (neuer Energieträger)
Deckung Energiebedarf	Gegeben	Gegeben	Bedingt gegeben*

* Nur als Beimischung zum Portfolio zu gebrauchen
Quelle: FCIT

Momentan ist eine Reihe von Steinkohle-Kraftwerken in der Entwicklung, die in unterschiedlichem Maße vorsehen, kommunale Partner, d.h. Stadtwerke zu beteiligen. Die Beurteilung

der einzelnen Beteiligungsprojekte ist eine anspruchsvolle Aufgabe sowohl aus technischer als auch aus energiewirtschaftlicher Sicht. Die Prüfung des jeweiligen Projekts muss im Einzelnen bewerten, inwieweit sich aus der Beteiligung Vorteile gegenüber einem Strombezug vom Großhandelsmarkt ergeben.

Die Projekte unterscheiden sich sowohl hinsichtlich des Partnerkonzepts als auch hinsichtlich des Entwicklungsstands. Als gesicherte und zudem weit fortgeschrittene Projekte sind insbesondere solche zu zählen, die auf einem gewachsenen Kraftwerksstandort bauen und die wichtigen infrastrukturellen Fragen (Kohleanlandung, Kühlwasserversorgung, Netzan-schluss) geklärt haben (**Abbildung 8**).

Anbieter und Stand der Kohlekraftwerksprojekte

Anbieter / Kraftwerk	Stand des Projekts
<ul style="list-style-type: none"> • Steag / 750 MW (Herne) • RWE / 1500 MW (Hamm) • KMW / 750 MW (Mainz) • Essent (swb) / 800 MW (Bremen) • Electrabel / 800 MW (3 mögliche Standorte) • Trianel / 800 MW (Lünen) • WV Energie / 800 MW (Lubmin) 	<ul style="list-style-type: none"> • Lfd. Verhandlung mit SW-Gruppe, Angebotserstellung EPC-Contractor • Lfd. Verhandlung mit SW-Verbund, Verhandlungen mit EPC-Contractor • KMW / Bilaterale Verhandlungen mit SW, Erstellung der Anfragespezifikation • Essent / Entwicklung Beteiligungskonzept, Erstellung der Anfragespezifikation • Electrabel / Entwicklung Beteiligungskonzept, Verhandlungen mit EPC-Contractor • Trianel / Lfd. Abstimmungen mit Trianel-Partnern Lfd. Planung und infrastrukturelle Klärungen • WV Energie / Entwicklung Beteiligungskonzept, Lfd. Planung und infrastrukturelle Klärungen

* E.on, EnBW, Vattenfall werden auch Kohlekraftwerke bauen, die Beteiligung kommunaler Partnern ist derzeit aber offen - Rheinenergie (Köln), Südweststrom etc. haben Standorte, die Errichtung ist aber noch offen und der Zeitplan noch nicht konkret
Quelle: FCIT

Projektbeispiel für eine Beteiligung an einem Steinkohle-Kraftwerk

Die Stadtwerke Gütersloh stehen vor der Entscheidung, sich an einem Steinkohle-Kraftwerksprojekt zu beteiligen. Bei der Beteiligung handelt es sich um eine physikalische Beteiligung, d.h. an einem konkreten Kraftwerk, im Gegensatz zu einer "virtuellen" Leistungsscheibe aus einem Kraftwerksportfolio (entspricht langfristigem Liefervertrag mit einer Preisstellung orientiert an den Gestehungskosten eines Kraftwerks). Im folgenden werden beispielhaft die Gesellschafts-, Vertrags- und Finanzstruktur dieses von den Stadtwerke Gütersloh verfolgten Beteiligungskonzepts aufgezeigt und die für ein solches Projekt wesentlichen Parameter kurz diskutiert.

Die **Beteiligungsstruktur** eines Kraftwerks sollte in idealer Weise die unterschiedlichen Interessen, Kompetenzen und die Risikobereitschaft der einzelnen Partner optimal abbilden. Wichtig für solche Projekte ist es, auf einen oder mehrere erfahrene Partner für die Entwicklung des Projekts, die Planung der Anlage, die Inbetriebnahmeüberwachung und den späteren Betrieb zurückgreifen zu können (**Abbildung 9**).

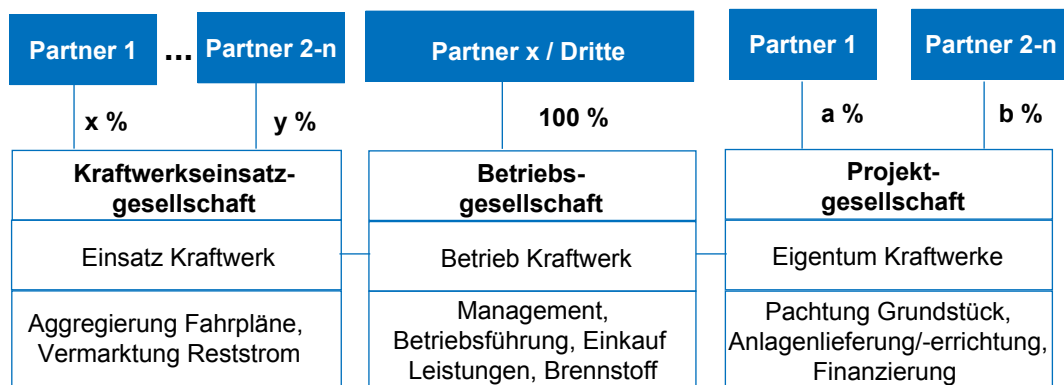
Die wesentlichen Gesellschaften im vorliegenden Beteiligungskonzept sind:

- Projektgesellschaft
- Betriebsgesellschaft
- Kraftwerkseinsatzgesellschaft.

In der Projektgesellschaft formieren sich die Partner und halten das Asset. Dieses Asset wird der Betriebsgesellschaft zur Verfügung gestellt, um die Fahrpläne, welche die Kraftwerkseinsatzgesellschaft aus den Einzelfahrplänen der Stromabnehmer aggregiert, umzusetzen.

Je nach Kompetenzfeld des einzelnen Partners kann er sich in die einzelne Gesellschaft einbringen oder die operative Führung der Gesellschaft übernehmen. Hohe Kompetenz ist bei der Projektentwicklung und dem späteren Betrieb des Kraftwerks gefragt. Diese kann im Gesellschafterkreis generiert oder die Gesellschaft kann sich hierfür eines erfahrenen Dritten im Bereich der Kraftwerksplanung oder des Kraftwerksbetriebs bedienen.

Kraftwerkskonzept: Beteiligte Unternehmen, Aufgaben und Partner



Strukturierung Projekt orientiert an:

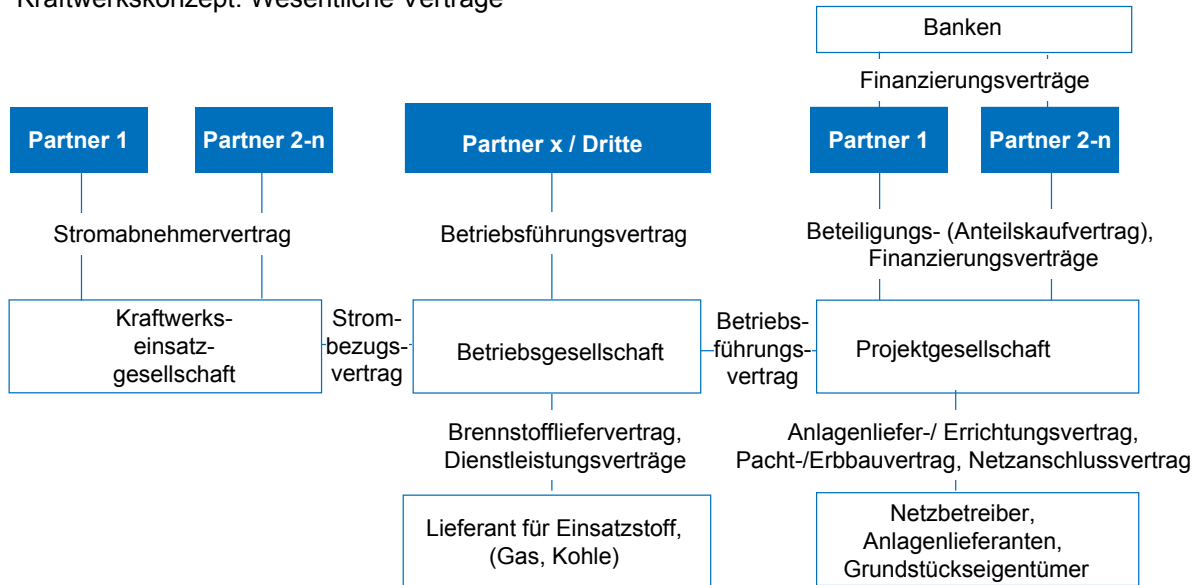
- **Interesse** (Verzinsung Kapital, Sicherung Energieversorgung, Übernahme Betriebsführung etc.)
- **Kompetenzen** (Bau und Betrieb von Kraftwerken, Verkauf von Energien im Markt)
- **Risikoübernahme** (Errichtungs- und Betreiberrisiko, Marktrisiko etc.)

* Als Betreiber sollte immer nur eine Firma fungieren, um den Betrieb möglichst effizient zu gestalten
 Quelle: Fichtner

Für ein erfolgreiches Projekt sind klar definierte Leistungsbeziehungen von besonderer Wichtigkeit. Diese müssen sich in Projektverträgen entsprechend widerspiegeln. Die wesentlichen Verträge zeigt **Abbildung 10**. Für die Abwicklung eines solchen Kraftwerksprojekts sind etwa 20 Verträge zwischen den Partnern sowie den finanzierenden Banken und dem EPC-Contractor abzuschließen.

Wichtig bei den Verträgen ist , dass die Leistungsverpflichtungen sauber gespiegelt werden, so dass der jeweiligen Gesellschaft kein Risiko erwächst, für das sie originär nicht verantwortlich ist.

Kraftwerkskonzept: Wesentliche Verträge



* Als Betreiber sollte immer nur eine Firma fungieren, um den Betrieb möglichst effizient zu gestalten
Quelle: Fichtner

Zur Sicherstellung der Cash flows im laufenden Betrieb des Kraftwerks bedarf es der folgenden Preiskomponenten (**Abbildung 11**)

- Leistungspreis 1 (zur Deckung der Finanzierungskosten wie Tilgung und Zinsen des Fremdkapitals und zur Bedienung des eingesetzten Eigenkapitals wie Verzinsung)
- Leistungspreis 2 (zur Deckung des Betriebsführungsentgelts wie Personalkosten und Instandhaltungsinvestitionen)
- Arbeitspreis (zur Deckung der Brennstoff-, Einsatz- und Reststoffkosten).

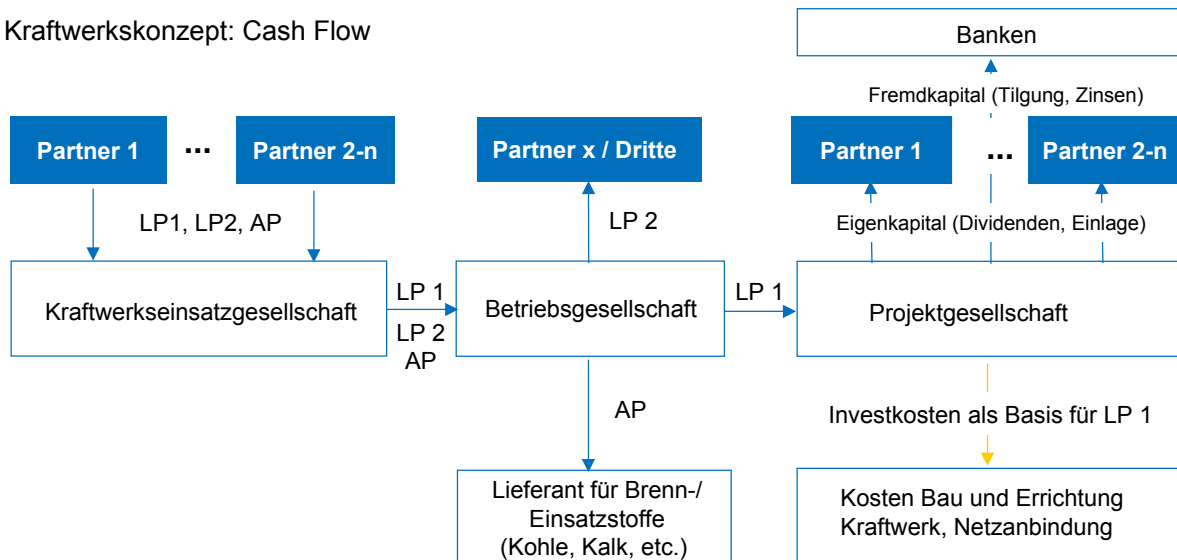
Der Leistungspreis 1 stellt eine fixe Komponente dar, die sich im Wesentlichen durch die EK-Verzinsung, das Projektbudget und die Finanzierungsbedingungen (Zins, FK/EK-Verteilung, Full-/Non-Recourse-Verteilung, etc.) definiert. Den Leistungspreis 1 für die Bereitstellung der Kraftwerksleistung zahlen die Stromabnehmer. Er fließt über die Projektgesellschaft den Banken und den Gesellschaftern zu.

Der Leistungspreis 2 ist eine quasi fixe Komponente, die einer Preisanpassung über Lohn und Investitionsgüterindex unterliegt. Mit diesem Preis zahlen die Stromabnehmer bezogen auf ihre Leistung die fixen Kosten der Betriebsführung.

Der Arbeitspreis enthält die variablen Kostenkomponenten, im Wesentlichen Kohle aber auch Einsatzstoffe wie Kalk oder Reststoffe wie Asche und Gips. Der Arbeitspreis für die Kohle bildet die Fahrweise des Kraftwerks ab. Dieser setzt sich aus Leerlaufwärmeverbrauch (bei Null-Leistungsabruf) und dem Zusatzwärmeverbrauch (bei Leistungsabruf) zusammen. Hinzu kommen noch spezielle Kosten für die Anfahrten des Kraftwerks nach Stillständen (Kalt- und Warmstarts), die den Brennstoffmehraufwand für das Hochfahren sowie den äquivalenten Instandhaltungsaufwand für die Anfahrbelastungen widerspiegeln.

Der Arbeitspreis wird von der Betriebsgesellschaft weitgehend an Dritte für die Brennstoffversorgung sowie die Ver- und Entsorgung mit Einsatz- bzw. Reststoffen weitergereicht.

Kraftwerkskonzept: Cash Flow



LP 1: Investvolumen, Kapitalkosten, Nutzungsdauer
 LP 2: Personalkosten, Fremdleistungen Instandhaltung, etc.
 AP: Brennstoffkosten x Wirkungsgrad Kraftwerk + Einsatzstoffkosten

Quelle: Fichtner

Die Wirtschaftlichkeit eines solchen Beteiligungskonzepts definiert sich aus der Sicht des Stadtwerks Gütersloh als Gesellschafter und Stromabnehmer aus zwei Komponenten:

- Der Ausschüttung auf das in der Projektgesellschaft eingesetzte Eigenkapital
- Der Ertrag aus der Differenz zwischen Handelsmarktpreis und dem zu zahlenden Kraftwerkspreis für die bezogene Strommenge.

Die zu erwartende Rendite bei einer solchen Investition ist von vielerlei Kriterien abhängig. Im Wesentlichen stellt sich die Frage, ob die Gestehungskosten wettbewerbsfähig sind zu anderen vergleichbaren neuen Kraftwerken der großen Player. Hier ist insbesondere zu prüfen, ob sich das "Eintrittsgeld" für eine solche Beteiligung, das der Projektentwickler und Initiator verlangt, in einem vernünftigen Rahmen bewegt.

Weiterhin von entscheidender Bedeutung ist die Entwicklung des Marktpreises. Dieser ist bezogen auf eine solch lang laufende Investition nur bedingt voraussagbar, selbst wenn man sehr ausgereifte Prognosemodelle annimmt. Der Marktpreis wird letztlich von einer Vielzahl von politischen Rahmenbedingungen (u.a. Ausstieg aus der Atomkraft, CO₂-Politik der EU, Förderung alternativer Energien), energiemarktwirtschaftlichen Entwicklungen (u.a. Eintritt neuer Player im Erzeugungsmarkt, Ausbau neuer Kraftwerke) sowie der Brennstoffpreisentwicklung bestimmt.

Kommt man nach Abwägung aller Aspekte (**Abbildung 12**) zu einer für die Investition günstigen Markteinschätzung, so sollte ein solches Projekt entschlossen angegangen werden. Die Stadtwerke Gütersloh sind momentan noch im Prozess der Wirtschaftlichkeitsprüfung, bevor die Gremien des Unternehmens abschließend darüber befinden.

SWOT-Analyse für eine Kraftwerksbeteiligung

Stärken

- Kraftwerksstandort mit Synergien
- Erfahrener Kraftwerksplaner/-betreiber
- Partnerschaft auf Augenhöhe
- Partizipation am „goldenen Ende“

Schwächen

- Unbalance der Gesellschaftsanteile in Projekt- und Strombezugsgesellschaft
- Begrenzte Mitgestaltung bei Kraftwerkskonzeption
- Starker Leistungsanteil eines Partners bei Betrieb des Kraftwerks

Chancen

- Attraktive Strombezugsbedingungen
- Diversifizierung des Bezugsportfolio
- Angemessene EK-Rendite

Risiken

- Ungünstige Marktpreisentwicklung
- Haftung mit EK in Full-Recourse-Phase
- Wegfall der komplett unentgeltlichen CO₂-Zuteilung

Quelle: FCIT