

Fragen- / Antwortenkatalog
zur
„Gründung von Stadtwerken“
in der Stadt Schenefeld

Hinweis in eigener Sache: Diese Ausarbeitung ist ausschließlich im Rahmen des erteilten Auftrages zwischen uns und der Stadt Schenefeld von den Beteiligten zu verwenden. Auszüge oder Zitate dürfen nur in Abstimmung mit der WRG Solutions GmbH erstellt oder verwendet werden.

| <u>Inhalt</u> | <u>Seite</u> |
|--|---------------------|
| Abkürzungsverzeichnis | |
| Einleitung | 3 |
| Fragen- / Antwortkatalog | 5 |
| 1) Primärfragen | 5 |
| 2) Netzkauf | 6 |
| 3) Partnersuche | 10 |
| 4) Gründung / Betrieb von Stadtwerken | 11 |
| 5) Wirtschaftlichkeit, Erträge / Gewinne / laufende Kosten | 23 |
| 6) Netzbetrieb | 33 |
| 7) Konzessionsverfahren | 34 |
| 8) Auswirkungen auf die Einwohner | 35 |
| 9) Zeitplan | 36 |
| Quellenhinweis | 38 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---------------|--|
| AG | Aktiengesellschaft |
| ARegV | Anreizregulierungsverordnung |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| DSGVO | Datenschutz-Grundverordnung |
| EK | Eigenkapital |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| EOG | Erlösobergrenze |
| etc. | Et cetera, „und so weiter...“ |
| EU | Europäische Union |
| FK | Fremdkapital |
| GasNEV | Gasnetzentgeltverordnung |
| GF | Geschäftsführer |
| Ggf. | gegebenenfalls |
| GmbH & Co. KG | Gesellschaft mit beschränkter Haftung und Compagnie Kommanditgesellschaft |
| GO | Gemeindeordnung |
| GSP | genereller sektoraler Produktivitätsfaktor |
| HA | Hausanschluss |
| i.d.R. | in der Regel |
| i.e.S. | im eigentlichen Sinn |
| IÖPP | gemischt öffentlich-private Unternehmen |
| KAV | Konzessionsabgabenverordnung |
| MS | Mittelspannung |
| NS | Niederspannung |
| ÖPNV | Öffentlicher Personennahverkehr |
| SH-Netz | Schleswig-Holstein Netz AG |
| StromNEV | Stromnetzentgeltverordnung |
| u. ä. | und ähnlich |
| z. B. | zum Beispiel |

Einleitung

Wir, die WRG Solutions GmbH, wurden mit Datum vom 11.07.2018 von der Bürgermeisterin der Stadt Schenefeld, Frau Küchenhof, beauftragt, die 1. Stufe unserer angebotenen Machbarkeitsstudie zu erarbeiten. Der Auftrag bezieht sich auf unser mit Datum vom 04.07.2018 überreichtes Angebot.

Die 1. Stufe der angebotenen Machbarkeitsstudie bezieht sich auf die umfassende neutrale Information der Beteiligten, über die Chancen und Risiken zur Gründung eines eigenen Stadtwerks (für den Netzbetrieb) in der Stadt Schenefeld mit einem oder alternativ mehreren Partnern aus der Energiewirtschaft (nachfolgend betrachten wir textlich - stellvertretend für die verschiedenen Möglichkeiten - ausschließlich die Variante „mit einem Partner“).

Für die Erarbeitung der 1. Stufe wurden uns im Vorfeld eine Vielzahl von Fragen (der Fraktionen und der Verwaltung) zu diesem sehr komplexen Thema überreicht, die im Rahmen verschiedener Gespräche in Schenefeld in den letzten Wochen und Monaten zusammengetragen wurden. Die wertfreie Beantwortung durch uns (erster wesentlicher Bestandteil des Auftrages) soll vorbereitend dazu beitragen, eine abgesicherte Grundsatzentscheidung zur weiteren Beauftragung der 2. Stufe der Machbarkeitsstudie durch den Rat der Stadt Schenefeld treffen zu können.

Die 2. Stufe der Machbarkeitsstudie hat i. W. die Erstellung einer detaillierten mehrjährigen Wirtschaftlichkeitsanalyse, die Auswahl eines Partners im Rahmen eines durchzuführenden Teilnahmewettbewerbs sowie die Gründung des Unternehmens zum Inhalt. In diesem Zusammenhang sind umfangreiche juristische, betriebswirtschaftliche, steuerliche und organisatorische Leistungen durch die beteiligten Fachkräfte zu erbringen. Die Beauftragung dieser Leistungen dürfte zu einem deutlichen finanziellen Aufwand für die Stadt Schenefeld führen, der zuvor durch die Beantwortung der Grundsatzfrage „Gründung von Stadtwerken ja/nein?“ abzusichern ist.

Neben der Beantwortung der zahlreichen Fragen wird als zweiter wesentlicher Bestandteil der 1. Stufe von uns abgeschätzt, ob unter den festgelegten Prämissen ein nachhaltiger wirtschaftlicher Betrieb, neben weiteren ökonomischen und ökologischen Vorteilen, zukünftig und langfristig möglich ist.

Die uns überreichten Fragen haben wir thematisch geordnet, aufbereitet und in die 9 nachfolgend aufgeführten Gliederungsbereiche:

1. Primärfragen,
2. Netzkauf,
3. Partnersuche,
4. Gründung / Betrieb von Stadtwerken,
5. Wirtschaftlichkeit, Erträge / Gewinne / laufende Kosten,
6. Netzbetrieb,
7. Konzessionsverfahren,
8. Auswirkungen auf die Einwohner und
9. Zeitplan

unterteilt.

Auf den nachfolgenden Seiten finden die Projektbeteiligten die Fragen sowie deren bewusst kurzgehaltene Beantwortung wieder. Dabei haben wir uns auf das Wesentliche beschränkt, um bei der Vielzahl der Fragen, bestmöglich - aber nicht langatmig - zu informieren. Dieser Katalog der Fragen und Antworten dient der intensiven Vorbereitung der vorgesehenen Informationsveranstaltungen. Die Beteiligten werden somit in die Lage versetzt, gut vorbereitet dem komplexen Thema zu folgen, um eine gesicherte Entscheidung zur Grundsatzfrage zu treffen.

Fragen- / Antwortkatalog

1 PRIMÄRFRAGEN

1.1 Ist es für die Stadt Schenefeld - unter Berücksichtigung der einschätzbaren Risiken - rentabel, sich um die Konzessionen zu bewerben und die Netze zu betreiben?

Grundsätzlich ist der Betrieb von Strom- bzw. Gasnetzen, unter Berücksichtigung der derzeit absehbaren Risiken, rentabel. Dies beweisen täglich rd. 1.100 Stadtwerke in der Bundesrepublik. Insbesondere in der jüngeren Vergangenheit gibt es viele Beispiele erfolgreicher Netzübernahmen, mit anschließendem wirtschaftlichem Betrieb der Netze. Für die Stadt Schenefeld ist dies jedoch im Detail zu untersuchen, da diese Aussage von mehreren Einflussfaktoren (z.B. Zustand und Alter der Netze; Netzkaufpreis, Erlösobergrenze (EOG), Kapitalverzinsung u. ä.) abhängig ist.

1.2 Wie groß ist das Risiko, dass keine Gewinne aus dem Netzbetrieb erzielt werden?

Derzeit sind im Rahmen der Netzübernahme bzw. des Netzbetriebs insbesondere folgende Risiken bekannt:

- a. **Rechtliche Risiken**: Die Entwicklung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen (EOG, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (EK-Verzinsung), etc.) ist sehr bedeutsam für die Wirtschaftlichkeit. Kosten und Mengenrisiken werden den Netzkunden zugeordnet. Damit werden die betriebswirtschaftlichen Risiken eingegrenzt, andererseits aber auch unternehmerische Chancen reduziert. Insofern haben alle Beteiligten das Risiko Änderungen des regulatorischen Rahmens tragen zu müssen. Dieses Risiko ist weder vermeidbar noch begrenztbar und demnach zwischen den Parteien zu verteilen und zu vergüten. So wird der Investor eine Risikoprämie in seine Zielkapitalrendite oder eine Bank einen Risikoaufschlag in die Kreditmarge einkalkulieren.
- b. **Risiko der Finanzierungsstruktur**: Die Umsatzerlöse, die aus dem Netzbetrieb generiert werden, beruhen auf einer regulierten Verzinsung. Laut Gas-Netzentgeltverordnung (GasNEV) bzw. Strom-Netzentgeltverordnung (StromNEV) ist das zu verzinsende betriebsnotwendige EK auf 40% begrenzt; zusätzlich wird die Höhe der kalkulatorischen Verzinsung des EK / FK von der Bundesnetzagentur (BNetzA) festgelegt. Es handelt sich um eine feste garantierte Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Das Risiko besteht darin, dass sich die gegenwärtig festgelegte Verzinsung - aufgrund der Entwicklungen am Kapitalmarkt - künftig verringern könnte.

- c. **Betriebswirtschaftliches Risiko**: Die wirtschaftliche Handlungsfähigkeit des Netzbetriebes wird durch die Anreizregulierungsverordnung (AReGV) sowie festgelegte Erlösobergrenzen stark eingeschränkt. Bedeutsam für die FK-Geber sind die Höhe des zu finanzierenden Kaufpreises und die Relation zu den langfristig prognostizierten Erlösobergrenzen.
- d. **Markt- und Branchenrisiko**: Preisrisiken spielen für den Netzbetrieb z. B. eine untergeordnete Rolle, da der Netzbetrieb und der Netzvertrieb gesetzlich getrennt sind. Der Netzbetrieb unterliegt durch die AReGV aber einem hohen wirtschaftlichen Druck („Effizienz“).

Im Vergleich zu anderen Anlagealternativen mit gleichen Renditeaussichten, ist das Risiko im Betrieb von Energienetzen geringer einzustufen, da Kostensteigerungen (z. B. durch die Erhöhung der EEG-Umlage) im Netzbetrieb unmittelbar an den Kunden weitergegeben werden können.

Zur Konkretisierung der Primärfragen wird auf die nachfolgenden Gliederungsbereiche 2 bis 9 verwiesen!

2 NETZKAUF

2.1 Welche Teile umfasst das "Netz" bzw. die "Netze", getrennt für Strom und Gas (z.B. Leitungen, bauliche Anlagen, Masten)?

Zum Strom- bzw. Gasnetz zählen alle Teile, die für die örtliche Versorgung der Einwohner im Stadtgebiet notwendig sind. Hierzu zählen beim

- **Stromnetz**: Kabel und Anlagen < 30 kV wie z. B. Mittelspannungskabel (MS-Kabel), Niederspannungskabel (NS-Kabel), Hausanschlusskabel (HA-Kabel) und Mittelspannungs- und Niederspannungsfreileitungen (MS + NS-Freileitungen); Bauliche Anlagen (Stationsgebäude, Maststationen, Stationseinrichtungen wie Transformatoren, Schalter, Kabelverteilerschränke, Zähler) sowie Masten und Grundstücke inkl. Dienstbarkeiten.
- **Gasnetz**: Leitungen der Hochdruck- (teilweise), Mitteldruck- und Niederdruckebene, Hausanschlussleitungen; Bauliche Anlagen (Stationsgebäude, Stationseinrichtungen wie Druckregler, Betriebsschienen, Vorwärmheizungen, Zähler) sowie Grundstücke inkl. Dienstbarkeiten.

Ausgenommen von einer Netzübernahme sind i.d.R. Anlagenteile, die für die Versorgung anderer, z. B. benachbarter Kommunen / Abnehmer dienen, sprich zur Durchleitung von Strom- und Gas verwendet werden.

2.2 Mit welchem Kaufpreis muss gerechnet werden?

Der Kaufpreis der Netze kann derzeit nicht genau quantifiziert werden, da wichtige wirtschaftliche Rahmendaten - aufgrund des Verfahrenstandes - derzeit noch nicht vorliegen. Aus Erfahrungen sowie vorliegenden Benchmarks könnte ein Näherungswert bestimmt werden, der auf Vergleichswerten anderer sehr ähnlicher Verfahren basiert. In den meisten Fällen liegt der Kaufpreis zwischen dem ermittelten Ertragswert und dem kalk. Restbuchwert; bestenfalls ist es der kalkulatorische Restbuchwert. Den überschlägigen Kaufpreis für beide Netze ermitteln wir im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung in Stufe 1.

2.3 Welche weiteren Kosten kommen beim Netzkauf hinzu (Kosten der Entflechtung, Ablösekosten etc.)?

- a. **Beratungskosten**: (Kaufpreisermittlung + Verhandlungen mit Alt-Konzessionär, Ermittlung und Übertragung der EOG, Entflechtungslösungen, Datenüberleitung),
- b. **Kosten der Entflechtung**: Es gibt verschiedene Optionen der Trennung / Einbindung, die unterschiedliche Kosten zur Folge haben. Die zum Teil erheblichen Kosten lassen sich in der Praxis durch intelligente Lösungen (sogenannte Messlösungen) reduzieren. Die Kostentragung ist zwischen Verkäufer und Käufer zu regeln. Häufig werden die Entflechtungskosten (Trennung umgebendes Netz an der Stadtgrenze) vom Verkäufer, die Einbindungskosten (Ringschluss des inneren erworbenen Netzes) vom Käufer getragen. Grundsätzlich sind die Kosten der Entflechtung in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einzubeziehen.
- c. **Gerichtskosten**: Bei Streitigkeiten richten sich diese Kosten nach dem Streitwert und sind derzeit nicht quantifizierbar.

2.4 Wie kann ein Netzkauf finanziert werden? In welcher Form belastet der Kaufpreis den Haushalt?

Das privatwirtschaftliche Stadtwerk (Gesellschaftsform z. B. GmbH) hat verschiedene Möglichkeiten der Kaufpreisfinanzierung. Hierzu zählt beispielhaft:

- die eigene Aufnahme eines Darlehens über die Bank,
- ein Gesellschafterdarlehen vom Partner,
- ein kommunalverbürgtes Darlehen von der Stadt,
- ein Genossenschaftsmodell oder
- Leasingmodell.

In der Ausgestaltung dieser Finanzierungen sind wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Aspekte der Risikoverteilung eng miteinander verbunden. Je mehr Finanzierungsrisiken von Kapitalgebern übernommen werden sollen, desto höher ist deren Erwartung an die Rendite aus der Kapitalbereitstellung. Im Rahmen eines kommunal verbürgten Darlehens übernimmt die Kommune alle Risiken einer Finanzierung. Für diese Risikoübertragung erhält sie zusätzlich ein Agio, das bei ihr verbleibt. Dabei sollte der Darlehenszins zuzüglich Agio in Summe einem vergleichbaren Marktzins entsprechen.

Sofern der Kaufpreis z. B. vollständig durch eine Bank fremdfinanziert wird, werden Zins- und Tilgung des Darlehens aus der Gewinnbeteiligung des gemeinsamen Stadtwerks bedient, sodass der kommunale Haushalt i.d.R. nicht belastet wird.

Statistiken bei der Stadt, wie z. B. die Darstellung der Prokopfverschuldung zeigen aufgrund erhöhter Verbindlichkeiten erhöhende Auswirkungen.

2.5 Welche Risiken bestehen im Falle der Netzübernahme aus der Kaufpreisfindung?

Die unter Punkt 1.2 beschriebene Verzinsung wird nicht zwangsläufig auf den gesamt gezahlten Kaufpreis gewährt, sondern lediglich auf die Kaufpreishöhe, die auf Basis der kalk. Restwertmethode ermittelt wurde. Diese Ermittlung erfolgt für alle beteiligten Unternehmen auf der gleichen einheitlichen Basis. Sollte die Kommune einen höheren Kaufpreis zahlen, wird der „zu viel“ gezahlte Betrag nicht von der Regulierungsbehörde verzinst. Diesem Betrag stehen also keine Erlöse gegenüber, dennoch ist der „zu viel“ gezahlte Kaufpreis von der Kommune zu finanzieren bzw. zu tilgen.

Die Frage welcher Kaufpreis für das Netz gezahlt wird, ist Verhandlungssache zwischen dem Käufer (neues Stadtwerk) und dem Verkäufer (Altkonzessionär).

2.6 Mit welchem zukünftigen Investitionsbedarf muss die Stadt über die Laufzeit eines neuen Konzessionsvertrages rechnen?

Das Stadtwerk trägt die „regelmäßigen“ Investitionen zur Instandhaltung und zum Ausbau der Versorgungsnetze (z. B. die Erweiterung mit Hausanschlüssen). Diese Kosten können im Rahmen jährlicher Preisänderungsanträge auf die Netzentgelte verteilt werden. „Außerordentliche“ Investitionen, wie z. B. der Anschluss eines Windparks, werden ebenfalls erstattet, jedoch nicht so zeitnah. Die BNetzA wacht darüber, dass die Netze nicht auf Kosten der Anschlussnehmer im Rahmen der erhobenen Netzentgelte „vergoldet“ werden.

2.7 Wie ist die kaufmännische Investition in die Energienetze im Vergleich zu alternativen Investitionsmöglichkeiten (z.B. einer Beteiligung an der Schleswig-Holstein Netz AG (SH-Netz)), unter Berücksichtigung von Gewinnchance und Risiko zu bewerten?

- a. **Gewinnchance:** Das Netzgebiet der SH-Netz umfasst eine Vielzahl von Netzen unterschiedlicher Strukturen. Hierbei handelt es sich um Netze die ländlich (lange Leitungsstrecken) aber auch städtisch (kurze Leitungsstrecken) geprägt sind. Diese geografische Durchmischung führt zu einer durchmischten Rendite bei der SH-Netz, die höher oder niedriger als die Rendite eines einzelnen Stadtwerks sein kann. Es stellt sich automatisch die Frage zur Struktur der Netze in Schenefeld, im Vergleich zu den übrigen Netzen der SH-Netz. Die SH-Netz unterliegt - genauso wie ein eigenes Stadtwerk - den Regularien der BNetzA. Auch hier kann die Verzinsung des eingesetzten Kapitals schwanken. Die BNetzA „belohnt“ Unternehmen die besonders effektiv arbeiten und „bestraft“ Unternehmen, die ineffektiv arbeiten, indem sie nicht alle beantragten Kosten genehmigt. An dieser Stelle stellt sich also die Frage, ob große Unternehmen automatisch effektiver arbeiten als kleine Unternehmen. Die SH-Netz kann, alternativ zum Finanzmarkt, derzeit sicherlich eine deutlich höhere Rendite anbieten. Dennoch wird sie für ihr Betreiberrisiko einen Gewinnanteil einbehalten. Folglich dürfte die Gewinnchance geringer sein als beim eigenen Stadtwerk.
- b. **Risiko:** Da die Stadt Schenefeld erwägt den Betrieb eines Stadtwerks nicht alleine, sondern mit einem erfahrenen Partner durchzuführen, dürfte das Betreiberrisiko gleichhoch einzuschätzen sein. Diese Aussage ist jedoch stark partnerabhängig.

3 PARTNERSUCHE

3.1 Wie findet man einen oder mehrere geeignete Partner?

Es gibt zwei Möglichkeiten der Partnersuche:

- a. **Teilnahmewettbewerb:** Strukturiertes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren, indem sich interessierte Versorgungsunternehmen bei der Kommune als Partner bewerben können.
- b. **Direktwahl:** Kommune spricht gezielt einen / mehrere Partner an.

3.2 Welche Vorgaben sind bei der Suche eines Partners zu beachten?

- Muss dieser z.B. öffentlich ausgeschrieben werden?
- Welche Kriterien können zugrunde gelegt werden?
- Welche sind durch Urteile als unzulässig erachtet worden?

Ziel sollte sein, einen professionellen und erfahrenen Partner zu finden, mit dessen Unterstützung man zunächst das Stromnetz sowie das Gasnetz übernehmen und betreiben kann. Darüber hinaus könnten zukünftig weitere Aktivitäten (z.B. Stromerzeugungsprojekte im Bereich der Erneuerbaren Energien, Breitbandversorgung und Energievertrieb etc.) aufgenommen werden. Als wesentliche Kriterien sind die Ausführungen des § 46 EnWG zu berücksichtigen. Insgesamt sollte somit ein Partner gefunden werden, der einerseits den Aufbau der geplanten neuen Geschäftsfelder optimal begleiten kann, der aber andererseits auch in der Lage ist, die Stadtwerke bei der Verbesserung der internen Prozess- und Kostenstrukturen zu unterstützen.

Muss dieser z.B. öffentlich ausgeschrieben werden? Die Partnersuche muss nicht zwingend öffentlich ausgeschrieben werden. Vor dem Hintergrund zu wahrer Transparenz und Chancengleichheit empfiehlt sich jedoch, einen Teilnahmewettbewerb durchzuführen. Eine Konkurrenzsituation hat in der Vergangenheit in unseren Verfahren stets dazu beigetragen, bessere Angebote zu bekommen.

Ausgeschrieben werden müssen z. B. erforderliche Dienstleistungsverträge, für den täglichen Betrieb des Stadtwerks, sofern sie über den EU-Schwellenwerten liegen. Hierbei ist anzumerken, dass für Liefer- und Dienstleistungsaufträge, im Bereich der sog. „klassischen“ öffentlichen Auftraggeber, die Grenze bei 221.000 € (zzgl. MwSt.), im Bereich der Sektorauftraggeber (das Stadtwerk) bei 443.000 € (zzgl. MwSt.) liegt. Der neue Partner möchte natürlich gerne Leistungen aus seinem Hause anbieten, um sein Personal oder aber auch seine Materialwirtschaft optimaler auszulasten.

Welche Kriterien können zugrunde gelegt werden? I.d.R. wird eine Matrix erstellt, nach der der potentielle Partner ausgesucht wird. Neben betriebswirtschaftlichen Faktoren können Themen angesprochen werden, wie die Stimmverteilung und die Mehrheitsgrenzen (einfache, qualifizierte Mehrheit) bei der Besetzung der Gremien oder ökologische Themen zum zukünftigen Netzausbau. In Summe sollte die Matrix alle Punkte enthalten, die für die Stadt Schenefeld - bei der Suche eines Partners - von großer Bedeutung sind.

Welche sind durch Urteile als unzulässig erachtet worden? Generell kann gesagt werden, dass Kriterien unzulässig sind, die nur auf einen Bewerber „zugeschnitten“ sind, genauso wie Abfragen, aus denen nicht klar hervorgeht, was bewertet wird und in welcher Höhe Teilantworten bewertet werden.

4 GRÜNDUNG / BETRIEB VON STADTWERKEN

4.1 Ist es für die Stadt Schenefeld zulässig, mit den Stadtwerken sowohl den Netzbetrieb als auch den Strom- / Gasvertrieb zu betreiben?

Ja dies ist möglich! Die Stadtwerke können in verschiedenen Sparten sowohl den Netzbetrieb als auch den Vertrieb für Strom und Gas übernehmen. Ebenso können weitere Sparten wie z.B. Wasser oder Breitbandnetze betrieben werden, um mögliche Synergieeffekte zur Effizienzsteigerung zwischen den einzelnen Bereichen nutzen zu können. Hierzu erteilt die nach Landesrecht zuständige Behörde bzw. die Regulierungsbehörde Genehmigungen nach § 4 (Genehmigung des Netzbetriebs) und § 5 EnWG (Genehmigung der Energielieferung an Haushaltskunden), die die Stadtwerke zuvor beantragen müssen. Die Genehmigungen dürfen nur versagt werden, wenn das Stadtwerk nicht die personelle, technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit sowie Zuverlässigkeit besitzt, die entsprechend den Vorschriften des Gesetzes auf Dauer zu gewährleisten ist.

4.2 Welche gesellschaftsrechtlichen Modelle sind sinnvoll und wo liegen Vor- und Nachteile?

Als Organisationsform für die Partnergesellschaft kommen grundsätzlich sämtliche privatrechtlichen Rechtsformen in Betracht, die kommunalrechtlich zulässig sind (siehe hierzu GO Schleswig-Holstein § 101 ff.), wobei häufig die Rechtsform der GmbH oder die der GmbH & Co. KG gewählt wird, da die meisten möglichen Partner (im energiewirtschaftlichen Bereich) diese Gesellschaftsform „leben“. Im Vergleich zur reinen GmbH wird die GmbH & Co. KG i. W. gerne gewählt, wenn im Stadtwerk ein Bereich

enthalten ist (z. B. ein Bad mit Verlusten) dessen Auswirkungen nur einem Partner zuzurechnen sind. Alternativ zur Form der Kapitalgesellschaft könnte auch die Form der Anstalt des öffentlichen Rechts (AöR) gewählt werden. Auch bei dieser Gesellschaftsform können sich - wie auch bei den Kapitalgesellschaften - Dritte beteiligen. Ebenso ist eine eigene Beteiligung an Dritten möglich. Die Wahl der Gesellschaftsform sollte insbesondere auch einer steuerlichen Würdigung unterzogen werden.

Unabhängig davon sollte ein Modell gewählt werden, in welchem der Stadt Schenefeld eine Mehrheitsbeteiligung eingeräumt wird. Ebenfalls denkbar sind in diesem Zusammenhang Optionsmodelle, in welchen die Stadt Schenefeld ab einem bestimmten Zeitpunkt die Möglichkeit erhält, ihre Anteile an der Partnergesellschaft sukzessiv über die Laufzeit des Partnermodells (IÖPP) zu erhöhen. Diese Variante bietet den Vorteil, dass die Stadt Schenefeld die Entwicklung der Partnergesellschaft beobachten kann und das Ergebnis hieraus ihrer Entscheidung über eine zukünftige Erhöhung der Beteiligung zu Grunde legt.

4.3 Was kostet die Gründung eigener Stadtwerke? Wie können die Kosten für die Gründung finanziert werden?

Die reine Gründung einer gemeinsamen Gesellschaft ist relativ kostengünstig. Bei der Gründung einer GmbH muss hierzu - in Höhe des Gesellschaftsanteils der Stadt Schenefeld - Stammkapital eingezahlt werden. Nach deutschem Recht sollte dieses mindestens 25 T€ betragen. Um nach der Geschäftsaufnahme, wegen anfallender erster Rechnungen und noch nicht generierter Erträge, nicht in Insolvenz zu geraten, empfiehlt sich das Stammkapital auf z. B. 250 T€ zu erhöhen. Darüber hinaus sind Nebenkosten, wie etwa die Handelsregistereintragung und die Notarkosten zu tragen. Diese Kosten sind aus dem Haushalt der Stadt Schenefeld zu finanzieren.

Alle weiteren (nachgelagerten) Kosten, wie etwa die Finanzierung der Netze, würden vollständig bzw. zum größten Teil durch Kredite finanziert werden, die wiederum durch die Gewinne des Netzbetriebes gedeckt werden. Diese Kosten zählen nicht zu den Gründungskosten.

4.4 Mit welchen zusätzlichen Kosten, im Vergleich zur reinen Konzessionsvergabe, muss gerechnet werden?

Mit Beauftragung der 1. Stufe der Machbarkeitsstudie fallen Kosten in Höhe von 18,9 T€ (netto) an. Für die 2. Stufe dürften, nach derzeitigem Kenntnisstand, Kosten in Höhe von ca. 116 T€ (netto) anfallen. Also zusammen rd. 135 T€ (netto). In diesem Betrag sind die folgenden wesentlichen Leistungen enthalten:

1. Durchführung eines Teilnahmeverfahrens zur Auswahl eines strategischen Partners,
2. Erstellung einer detaillierten Wirtschaftlichkeitsanalyse,
3. juristische und steuerliche Beratung zur Stadtwerkegründung sowie
4. organisatorische Beratungsleistungen.

4.5 Welche Vor- und Nachteile können sich bei einer Stadtwerksgründung für die Schenefelder Bevölkerung ergeben?

Vorteile:

1. Gewinne aus dem Netzbetrieb verbleiben bei der Stadt Schenefeld,
2. Durch Tilgung wird kommunale Substanz für die Zukunft geschaffen,
3. Option zur Einrichtung eines steuerlichen Querverbundes (Gewinn-/Verlustverrechnung zur Reduzierung der Steuerlast),
4. Einfluss auf Investitionsentscheidungen und damit Steuerung der örtlichen Energiepolitik,
5. Einflussnahme auf die Höhe der Netzenzgelte = Wirtschaftsförderung,
6. Aufnahme weiterer typischer Tätigkeiten (z. B. Breitband usw.) für ein Stadtwerk,
7. Förderung ökologischer Maßnahmen (z. B. Wärme-Contracting, Förderung von Energieeinsparmaßnahmen usw.),
8. Wertschöpfung direkt vor Ort.

Nachteile:

1. Verluste aus dem Netzbetrieb verbleiben bei der Stadt Schenefeld,
2. Verschuldungsgrad der Stadt steigt,
3. vermehrte Gremienarbeit.

4.5.1 Was sind die Vor- und Nachteile im Vergleich zur Fortsetzung der Zusammenarbeit mit der Schleswig-Holstein Netz AG?

Vorteile:

1. Bisherige vertrauensvolle Zusammenarbeit.
2. Know-how eines großen regionalen und erfahrenen Partners.
3. Umfangreiches Netzwerk in unmittelbarer Umgebung.
4. Angebote zu einer alternativen Beteiligung an der SH-Netz liegen bereits vor.
5. Die Gründung eines gemeinsamen Stadtwerks könnte zeitlich sehr kurzfristig erfolgen; es sind keine umfangreichen Netzkaufverhandlungen erforderlich.

6. Der kalkulatorische Buchrestwert kann weiter fortgeführt werden; somit ist die Wirtschaftlichkeit ab der 1. Minute des gemeinsamen Stadtwerks möglich.
7. Die Netzentflechtung könnte mit weniger Aufwand vollzogen werden.

Nachteile:

1. Wettbewerber könnten bessere Angebote zur Partnerschaft unterbreiten.
2. Die SH-Netz muss in Ihren Versorgungsgebieten einheitliche Netzentgelte anbieten. Können andere Partner zukünftig niedrigere Netzentgelte anbieten?
3. Besteht ausreichende Innovationskraft?
4. Sind bestimmte, für die Stadt Schenefeld interessante Betätigungsfelder, für die SH-Netz sogenannte Tabuthemen?
5. Kann die SH-Netz aus „Gleichbehandlungsgründen“ gegenüber den anderen Eigentümerkommunen der Stadt Schenefeld überhaupt ein optimales Angebot unterbreiten?

4.5.2 Was sind Vor- und Nachteile in einer Kooperation mit einem bestehenden Marktteilnehmer?

Siehe hierzu vorstehenden Punkt 4.5.1!

4.5.3 Was sind Vor- und Nachteile der Zusammenarbeit mit einem Dritten Marktteilnehmer?

Vorteile:

1. Besseres Angebot.
2. Know-how des Partners.
3. Umfangreiches Netzwerk.
4. Eventuell niedrigere Netzentgelte?
5. Innovationskraft.

Nachteile:

1. Evtl. höherer Kaufpreis; aufwendige Verkaufsgespräche (Überhöhter Kaufpreis kann den Gewinn der Stadt schmälern oder das Projekt ggf. unwirtschaftlich werden lassen).
2. Umsetzungszeitpunkt ungewiss (Netzübergang i.d.R. erst dann, wenn Kaufpreis vor Gericht erstritten wurde).
3. Entflechtungskosten können aufgrund einer vom Alt-Konzessionär geforderten galvanischen Trennung hoch sein und das Ergebnis des Stadtwerks belasten.

4.6 Wie groß ist der Aufwand für die Gründung und den Betrieb von Stadtwerken für die Stadt Schenefeld?

Gründungskosten: Siehe hierzu Punkt 4.3 und 4.4!

Betriebskosten: Siehe hierzu die Wirtschaftlichkeitsanalyse!

4.7 Welche Personalkonzepte sind vor dem Hintergrund des Fachkräftemangels in der Energiebranche denkbar? Welches Personal brauchen wir? Wie hoch wären die Kosten für den Einkauf von Dienstleistungen?

Welche Personalkonzepte sind vor dem Hintergrund des Fachkräftemangels in der Energiebranche denkbar? Der Betrieb eines Stadtwerks (hier in Funktion als

Netzgesellschaft) lässt sich nicht ohne das entsprechende Fachpersonal bewerkstelligen. Das erforderliche Fachpersonal könnte innerhalb des vorgesehenen Zeitrahmens derzeit am Markt nicht rekrutiert und in die erforderlichen Prozesse eingearbeitet werden. Auch Personaldienstleister sind bei dieser Komplexität keine Alternative.

Vor diesem Hintergrund ist es ratsam, auf das bestehende Personal des Partners zurückzugreifen. Das vorhandene Personal beim Partner kann zumeist auf langjährige Erfahrungen im Betrieb von Netzen zurückschauen und garantiert einen sicheren und qualitativ hochwertigen Betrieb ab der 1. Minute der Netzübernahmen. Es ist einfacher die vorhandene Mannschaft zu erweitern, als komplett neue Strukturen zu schaffen. Hierin sieht ein Partner auch seine „win-win-Situation“. Vorhandenes Personal, aber auch bestehende Strukturen (z. B. Logistik, Werkstätten usw.) können optimaler ausgelastet werden.

Welches Personal brauchen wir? Wie zuvor beschrieben, würde das operative Geschäft komplett über den Partner bzw. über weitere Dienstleister abgewickelt werden. Die Stadt Schenefeld sollte zusammen mit dem Partner jeweils einen Geschäftsführer stellen, wobei der Geschäftsführer des Partners das operative Geschäft leitet. Der GF der Stadt vertritt deren Interessen in der Unternehmensleitung. Der Arbeitsaufwand des GF rechtfertigt bei der Stadt i.d.R. keine eigene Stelle mit Bezügen.

Wie hoch wären die Kosten für den Einkauf von Dienstleistungen? Die Kostenstruktur des Stadtwerks setzt sich aus den sogenannten CAPEX-Kosten und den OPEX-Kosten zusammen. Bei den CAPEX-Kosten handelt es sich kurzgefasst um die Kapitalkosten (EK-, FK-Verzinsung), Abschreibungen usw. Die sogenannten OPEX-Kosten berücksichtigen alle Kosten des operativen Betriebs. Hierzu gehören auch alle Kosten aus dem Einkauf der Dienstleistungen. Die BNetzA legt im Rahmen eines Benchmarkings in den jeweiligen Strukturgruppen die Höhe der operativen Kosten fest

und belohnt diejenigen, die besonders effizient sind und niedrige Kosten ausweisen. Für den öffentlichen Auftraggeber sind diese Dienstleistungen i.d.R. ausschreibungspflichtig.

4.8 **Wie kann der Aufbau, die Verfügbarkeit einer rund um die Uhr besetzten Netzleitstelle und einer sicheren IT-Infrastruktur im Falle einer Netzübernahme gewährleistet werden und welche Kosten würden dafür entstehen?**

Diese Tätigkeiten übernimmt der strategische Partner. Ein moderner Energieversorger sieht sich einer Vielzahl von Forderungen z. B. zur Datensicherheit gegenüber. In diesem Bereich wird ein großer Aufwand betrieben, um hier moderne Systeme vorzuhalten, da sich die Anforderungen ständig ändern (Beispiel: DSGVO). Daher verfügt er auch über ein System der ständigen Überwachung seiner Anlagen, rund um die Uhr. Für das neue Stadtwerk dürften die IT-Kosten für diese Anlagenbetreuung im Verhältnis eher gering sein, da der Partner i.d.R. grundsätzlich keine neue Hardware kauft, sondern die vorhandene besser nutzt. Die IT-Betreuung sollte ein Kriterium zur Partnerwahl in der Matrix sein.

4.9 **Wie kann im Falle einer Netzübernahme die zügige Beseitigung von Großstörungen und eines Black-Outs gewährleistet werden? Ist dies in kleinen lokalen Strukturen überhaupt möglich?**

Wesentliche Störungen in den zurückliegenden Jahren (z. B. hervorgerufen durch Eisregen etc.) wurden im Strombereich auf der Hoch- und Höchstspannungsebene (> 110 KV) registriert. Örtliche Stadtwerke versorgen ihre Kunden zumeist nur bis zur 30 KV-Ebene und haben somit keinen Einfluss auf die Störungsbeseitigung.

Dennoch gibt es auch Störungen im örtlichen Stromnetz (Beispiel: Schaden durch Baggerarbeiten). Handelt es sich um größere Störungen, werden schnellstmöglich erforderliche Gerätschaften (Notstromaggregate) von den Nachbarwerken bereitgestellt. Hierzu bestehen Kooperationsvereinbarungen zwischen den benachbarten Unternehmen und den Vorversorgern.

4.10 **Welche Alternative zur Stadtwerksgründung gibt es und welche ist, unter Berücksichtigung der folgenden Aspekte, das zukunftsorientierteste Energiekonzept für die Stadt Schenefeld?**

Zu vergleichende Varianten:

- (1) „Normale“ Konzessionsvergabe,
- (2) Finanzbeteiligung an der SH-Netz oder einem dritten Versorgungsunternehmen,
- (3) Stadtwerkegründung.

Bei den nachfolgenden Betrachtungen zur „(2) Finanzbeteiligung an der SH-Netz oder einem dritten Versorgungsunternehmen“ unterstellen wir im Vergleich der 3 Varianten die Form einer „aktiven“ Beteiligung. Diese sichert der Stadt Schenefeld eingeschränkte Mitspracherechte im Rahmen ihrer Minderheitsbeteiligung.

4.10.1 Kriterien des § 1 EnWG (Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit, Effizienz, Verbraucherfreundlichkeit, Umweltverträglichkeit)?

Die Kriterien des § 1 EnWG müssen im Konzessionsverfahren - d.h. im Bewertungskatalog zur Auswahl eines Bieters - als wesentliche Kriterien ihre Berücksichtigung finden.

(1) „Normale“ Konzessionsvergabe: Die Stadt kann durch gesetzlich erlaubte Gestaltung auf diese Kriterien geringfügig und einmalig beim Abschluss der Konzessionsverträge Einfluss nehmen. Danach erst wieder, wenn die Konzessionsverträge neu ausgeschrieben werden (nach 20 Jahren oder zu einem vereinbarten Sonderkündigungszeitpunkt). Hierbei ist anzumerken, dass der Vertragspartner i. d. R. während der Vertragslaufzeit der Stadt geringe Mitspracherechte im Rahmen einer Beiratsbesetzung einräumt. Die Beeinflussung der Kriterien nach § 1 EnWG ist unabhängig von einer Beteiligung und hängt ausschließlich mit der Vergabe der Konzessionen zusammen.

(2) Finanzbeteiligung an der SH-Netz oder einem dritten Versorgungsunternehmen: Die „passive“ Finanzbeteiligung (z.B. mögliches Modell der SH-Netz oder eines dritten Versorgungsunternehmens) ermöglicht der Stadt Schenefeld i. d. R. keine besonderen Einflussmöglichkeiten! Ist diese doch ausschließlich auf die Verzinsung des eingesetzten Kapitals ausgelegt und sieht keine Mitspracherechte vor. Dem gegenüber steht die „aktive“ Finanzbeteiligung, die Mitspracherechte vorsieht. Eine Beteiligung als „aktiver“ Gesellschafter (z. B. neben anderen Kommunen aus dem Netzgebiet der SH-Netz) kann mit zunehmender Beteiligungshöhe - als bedeutender Gesellschafter - zu mehr Einfluss auf diese Themen führen.

(3) Stadtwerkegründung: Als Mehrheitsgesellschafter (z. B. 51 %) hätte die Stadt Schenefeld in dieser Option - sofern gesetzlich zulässig - den größten Einfluss auf die Gestaltung der Kriterien nach § 1 EnWG.

4.10.2 Risiken und Chancen

Nachfolgend werden die Risiken und Chancen zu den 3 Möglichkeiten

- (1) „Normale“ Konzessionsvergabe,
- (2) Finanzbeteiligung an der SH-Netz oder einem dritten Versorgungsunternehmen Finanzbeteiligung,
- (3) Stadtwerkegründung

dargestellt und zugeordnet.

Risiken:

| Zu berücksichtigen bei... | Beschreibung |
|----------------------------------|---|
| (1), (2), (3) | <p><u>Verfahrensrisiken:</u> Zeitplanung, Bearbeitungsfehler, Rügen, Verfahrenskriterien der Partnersuche sowie des Konzessionsvergabeverfahrens.</p> |
| (2), (3) | <p><u>Markt und Preisrisiken:</u> Preisrisiken spielen für den Netzbetrieb eine untergeordnete Rolle, da der Netzbetrieb und der Netzvertrieb gesetzlich getrennt sind. Der Netzbetrieb unterliegt der AReGV und somit einem hohen wirtschaftlichen Druck („Effizienz“).</p> |
| (2), (3) | <p><u>Betriebswirtschaftliches Risiko:</u> Die wirtschaftliche Handlungsfähigkeit des Netzbetriebes durch die AReGV und festgesetzten Erlösobergrenzen (EOG) ist stark eingeschränkt. Bedeutsam für die FK-Geber sind die Höhe des zu finanzierenden Kaufpreises und die Relation zu den langfristig prognostizierten EOG.</p> |
| (2), (3) | <p><u>Risiko der Finanzierungsstruktur:</u> Laut StromNEV und GasNEV ist das zu verzinsende betriebsnotwendige EK auf 40% begrenzt; zusätzlich ist die kalkulatorische Verzinsung des EK festgelegt (BNetzA). Aufgrund der bis zu 20 Jahre</p> |

| | |
|---------------|---|
| | laufenden Konzessionsverträge orientiert sich die Tilgung an dem Cash-Flow des Projektes und wird über Darlehenstranchen strukturiert. |
| (1), (2), (3) | Rechtliche Risiken: Entwicklung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, z.B. EnWG, EOG, kalkulatorische EK-Verzinsung, etc.); sehr bedeutsam für die Wirtschaftlichkeit. |
| (2), (3) | Kosten und Mengenrisiken werden den Netzkunden zugeordnet. Damit werden die betriebswirtschaftlichen Risiken eingegrenzt, andererseits aber auch unternehmerische Chancen reduziert. Insofern haben alle Beteiligten das Risiko der Änderungen des regulatorischen Rahmens zu tragen. Dieses Risiko ist weder vermeidbar noch begrenztbar und demnach zwischen den Parteien zu verteilen und zu vergüten. So wird der Investor eine Risikoprämie in seine Zielkapitalrendite oder eine Bank einen Risikoaufschlag in die Kreditmarge einkalkulieren. |

Chancen:

| Zu berücksichtigen bei... | Beschreibung |
|---------------------------|--|
| (1), (2), (3) | Konzessionsabgabe: Vereinnahmung der Konzessionsabgabe. |
| (2), (3) | Gewinnerzielung: Entsprechend der Gesellschaftsanteile erfolgt die Aufteilung entstehender Gewinne. |
| (2), (3) | Substanzzuwachs: Durch Tilgung kann zukünftig Substanz geschaffen werden. |
| (3) | Steuerlicher Querverbund: Durch Einrichtung eines steuerlichen Querverbunds können Verluste mit Gewinnen steuermindernd verrechnet werden. |
| (2), (3) | Einfluss auf Investitionsentscheidungen: Durch Einfluss auf die Investitionstätigkeiten kann auf die örtliche Energiepolitik Einfluss genommen werden. Dies gilt auch |

| | |
|----------|---|
| | für andere Betätigungen (z. B. Breitband), durch Einbau von Leerrohren. |
| (2), (3) | Netzentgelte: Investitionsentscheidungen, aber auch die Steuerung der Abschreibung beeinflusst die Höhe der Netzentgelte. Niedrige Entgelte fördern die heimische Wirtschaft. |
| (2), (3) | Erweiterung der Betätigungsfelder: Es können weitere Betätigungsfelder (wie z. B. Energievertrieb, Abwasser, Breitband, regenerative Energien, Bauhof, Facilitymanagement usw.) zugeordnet werden. |
| (2), (3) | Förderung ökologischer Maßnahmen: z. B. Wärme-Contracting, Förderung von Energieeinsparmaßnahmen, Änderung der Verlegetechniken im Tiefbau usw.) |
| (2), (3) | Wertschöpfung vor Ort: Gewerbe, Handel und Industrie profitieren von der Vergabe der Aufträge und dem Einkauf von Waren vor Ort. Neben dem Sponsoring werden zusätzlich Arbeitsplätze gesichert. |

Für die Auswertung der vorstehenden Tabelle ist zu berücksichtigen, dass sich die Risiken bzw. die Chancen der Varianten (2) und (3) jeweils auf die Beteiligungshöhe beziehen.

4.10.3 Wirtschaftlichkeit

(1) „Normale“ Konzessionsvergabe: Die drei Betätigungsmöglichkeiten weisen sehr unterschiedliche Aussichten zur Wirtschaftlichkeit aus. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei der „normalen“ Konzessionsvergabe kein Kapital der Stadt Schenefeld eingesetzt wird und sich daraus resultierend auch keine Renditeerwartung ergibt. Die „normale“ Konzessionsvergabe erwirtschaftet für die Stadt Schenefeld jedoch die Konzessionsabgabe (dies gilt für alle drei gezeigten Varianten). Als wirtschaftlicher Erfolg bleibt aber auch nur diese der Stadt, sofern sie sich für die ausschließliche Vergabe der Konzessionen entscheidet. Weitere wirtschaftliche Entgelte dürfen laut Nebenleistungsverbot, gemäß KAV § 3, bei der Konzessionsvergabe nicht vereinbart werden.

(2) Finanzbeteiligung an der SH-Netz oder einem dritten Versorgungsunternehmen: Die Verzinsung des eingesetzten Kapitals dürfte bei einer Finanzbeteiligung an

der SH-Netz oder einem dritten Energieversorger, im Vergleich zu der bei einem eigenen Stadtwerk zu erwartenden Rendite (ca. 6 %), je nach Angebot, rd. die Hälfte betragen. Selbst bei der Hälfte, also ca. 3 %, liegt die Rendite über dem Zins, der derzeit für die Aufnahme des Kapitals aufgewendet werden muss. Wird der Zins bei dieser Form der Finanzbeteiligung nicht für einen bestimmten Zeitraum festgeschrieben, so unterliegt auch er den Schwankungen des Energiemarktes, da die BNetzA rätierlich die Zinsen für das eingesetzte Kapital neu festlegt. Die Branche rechnet zukünftig mit sinkenden Zinsen, da die Verzinsungshöhe sich nach der Entwicklung der Kapitalmärkte (derzeit befinden wir uns in einer Niedrigzinsphase) richtet.

(3) Stadtwerkegründung: Mit der wahrscheinlich höchsten Renditeerwartung (Stadtwerkegründung) geht auch - aufgrund der unternehmerischen Tätigkeit - das größte Risiko einher. Zur Analyse der Renditeerwartung und der Herleitung der verwendeten Prämissen für die Energienetze in Schenefeld, verweisen wir auf unsere erstellte überschlägige Wirtschaftlichkeitsanalyse, die wir den Projektbeteiligten ausführlich vorstellen.

4.10.4 Berücksichtigung der wesentlichen Trends in der Energiewirtschaft in den nächsten 20 Jahren (Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Digitalisierung, demographischer Wandel, Liberalisierung des Messstellenbetriebs, Entwicklung der Netzentgeltsystematik, Entwicklungen in der Regulierungssystematik, neue Technologien z.B. Sektorenkopplung und Ladeinfrastruktur)

Die Energieversorger unterliegen derzeit bundesweit einem starken Wandel ihres Tätigkeitsfeldes. Stand in der „ersten Phase der Energiewende“ die Förderung der klimaneutralen Stromerzeugung im Mittelpunkt, geht es in der „zweiten Phase“ darum, das Energiesystem als Ganzes in den Fokus zu nehmen und Anreizstrukturen für intelligente Energiesysteme (zum Beispiel für ein optimiertes Lastmanagement) und die Verwertung von Stromspitzen zu schaffen. In Verbindung mit der Sektorenkopplung ist durch die Energiewende in Deutschland einerseits mit einem höheren Stromverbrauch als heute zu rechnen, andererseits wird allerdings der Primärenergiebedarf durch den Einsatz regenerativer Quellen und die damit gesteigerte Energieeffizienz bei der Stromerzeugung zurückgehen. Durch die Verbindung der klassischen Energien Strom und Gas mit den Sektoren Wärme und Verkehr ist zukünftig im Rahmen der Dekarbonisierung die Einsparung von CO₂ primär zu verfolgen. Um diese Ziele zu erreichen, erfolgt derzeit u.a. die digitale Erschließung der Netze. Durch die intelligente Ansteuerung der Stationen und Zähler in Schenefeld sowie mit Hilfe der gewonnenen Informationen aus

den intelligenten Messstellen der Kunden, können bestehende Netzstrukturen zukünftig besser genutzt werden, um den Stromverbrauch zu senken. Vielfach sind gerade die kleineren und mittleren Stadtwerke/Netzbetreiber die Vorreiter bei der Schaffung erforderlicher Infrastruktur für die e-Mobilität. Diese kleinen und mittleren Einheiten sind deutlich flexibler als Großkonzerne und können kurzfristig auf Technologie- und Bedarfsänderungen zielgerichtet reagieren. Beobachtungen in diesem Segment zeigen, dass diejenigen, die sich mit diesen Themen als Stadtwerk/Netzbetreiber befassen deutliche Mehrwerte für Ihr Versorgungsgebiet durch Nutzung der gewonnenen Erfahrungen generieren können. Denn jede Reduzierung der Netzentgelte bedeutet für den Standort Schenefeld aktive Wirtschaftsförderung.

Im Ergebnis ist festzustellen, dass der Einfluss auf diese Themen eines Netzbetreibers mit der Intensität seiner Aktivitäten sowie seines Engagements zunimmt. Im Rahmen der „normalen“ Konzessionsabgabe hat die Stadt i. d. R. nur sehr geringe Mitspracherechte im Rahmen ihrer Beiratstätigkeit. Sofern im Konzessionsvertrag zugesichert, kann sie sich im Rahmen der Beiratsbesetzung über die wesentlichen Trends informieren. Durch Beteiligung an einem Stadtwerk/Netzbetreiber können - je nach Beteiligungshöhe - mittlere bis große Gestaltungsmöglichkeiten zu diesen Themen realisiert werden.

4.10.5 Mitspracherechte der Stadt bei der leitungsgebundenen Energieversorgung?

Im Rahmen einer Beteiligung an einer Netzgesellschaft (z. B. SH-Netz) bzw. in der Funktion eines Mehrheitsgesellschafters des örtlichen Stadtwerks hat die Stadt Schenefeld Mitspracherechte, wenn es um die leitungsgebundene Energieversorgung geht. Hierbei kann es z. B. um den Ausbau, die Erweiterung oder auch den Austausch vorhandener Leitungen gehen. Mit diesem Mitspracherecht kann auch die freiwillige Förderung bestimmter ökologischer Vorgaben erfolgen (wie z. B. die Erschließung von Baugebieten). Vorgaben des Klimaschutzkonzeptes können somit in diesem Bereich gesteuert werden. Im Rahmen einer ganzheitlichen Betrachtungsweise kann ebenfalls durch intelligente Kopplung der Sektoren - mit Hilfe von energieeffizienten Technologien - eine deutliche Senkung des Energieverbrauchs erzielt werden.

4.10.6 Einflussnahmemöglichkeiten auf das Vorantreiben der Energiewende?

Siehe hierzu die vorstehenden Ausführungen unter 4.10.4.

4.11 Welche Aufgabenfelder können Stadtwerke in Schenefeld neben der Übernahme der Netze anbieten?

Neben den klassischen Aufgaben eines Stadtwerks zur Daseinsvorsorge mit Strom, Gas und Wasser kann dieses auch Leistungen zu den nachfolgend aufgeführten Themen und Bereichen - in unterschiedlicher Intensität - anbieten:

- Wärmeversorgung,
- Abwasserentsorgung,
- Breitbandversorgung,
- Bäderbetrieb,
- Facilitymanagement für städtische Immobilien,
- Vertrieb von Energie,
- Fuhrparkmanagement,
- Integration des Bauhofes,
- Betrieb von KWK- und EEG-Anlagen (ebenfalls Serviceleistungen),
- Überwachung technischer Anlagen oder benachbarter Netze,
- Übernahme kaufmännischer Betriebsführungsaufgaben (Finanzbuchhaltung, Finanzwesen),
- Übernahme technischer Betriebsführungsaufgaben (Messstellenbetrieb und Messung etc.).

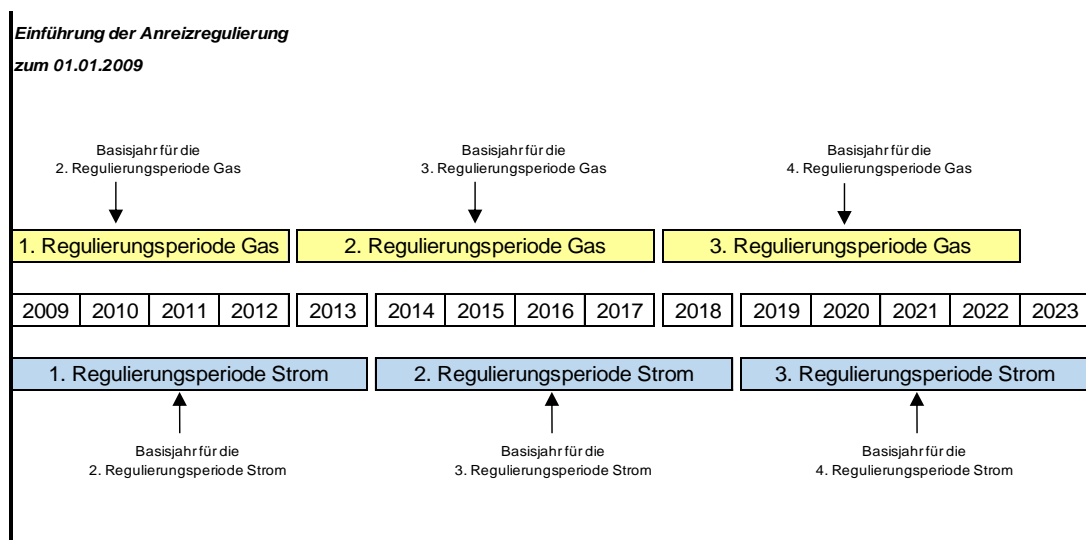
5. WIRTSCHAFTLICHKEIT, ERTRÄGE / GEWINNE / LAUFENDE KOSTEN

Um die nachfolgende Beantwortung der gestellten Fragen besser nachvollziehen zu können, erläutern wir überschlägig und mit möglichst einfachen Worten die Vorgehensweise im regulierten Umfeld (Kostenprüfung, Erlösbergrenze, Anreizregulierung etc.) und zeigen, welche Regularien ein Stadtwerk einhalten muss, um wirtschaftlich arbeiten zu können. In unseren nachfolgenden Ausführungen beziehen wir uns auf die beschreibenden Texte der Bundesnetzagentur und zitieren wesentliche Passagen daraus. Zur vereinfachten thematischen Übersicht haben wir die Absätze mit Buchstaben gekennzeichnet und stellen wichtige Schlagworte des Absatzes in unterstrichenem Fettdruck dar.

- a. **Monopole, Einführung der Regulierung**: In einer marktwirtschaftlichen Wirtschaftsordnung sorgt der Wettbewerb für günstige Preise, gleicht Angebot und Nachfrage aus und motiviert die Unternehmen, nach neuen Produkten und kostengünstigen Verfahren zu suchen. Allerdings gehören die Strom- und Gasnetze zu den so genannten „natürlichen **Monopolen**“, in denen der Wettbewerb nur eingeschränkt wird oder ganz außer Kraft gesetzt ist. Damit die Netzbetreiber jedoch keine Monopolgewinne erzielen und die Netze trotzdem so kostensparend wie möglich betrieben werden, werden die Strom- und Gasnetzbetreiber reguliert. Die Regulierung wird je nach Bundesland von der Bundes- bzw. der Landesnetzagentur wahrgenommen. Schleswig-Holstein nutzt im Rahmen der Organleihe die Dienste der Bundesnetzagentur und hat keine eigene Netzagentur. Mit der Einführung der Anreizregulierungsverordnung zum 01.01.2009 erfolgte hinsichtlich der Entgeltbildung für die Nutzung der Strom- und Gasnetze ein grundlegender Paradigmenwechsel. Die bislang durchgeführte kostenbasierte Entgeltbildung wurde durch das System der Anreizregulierung abgelöst.
- b. **Anreizregulierung, Regulierungsperiode, Erlösfestlegung, Effizienzvergleich**: Im Rahmen der **Anreizregulierung** werden Netzbetreibern individuelle, effizienzbasierte Erlösobergrenzen vorgegeben. Ein wesentliches Element dieser Anreizregulierung sind die **Regulierungsperioden** von jeweils 5 Jahren (Info: Bei Gas wurde zur Entzerrung des Bearbeitungsprozesses für die 1. Regulierungsperiode eine 4-jährige Dauer definiert, die später auf die einheitliche 5-jährige Dauer angepasst wurde). Die Regulierungsbehörde legt jeweils vor Beginn einer Regulierungsperiode fest, welche Erlöse dem Netzbetreiber Jahr für Jahr während der Regulierungsperiode zur Verfügung stehen sollen. Dafür werden zunächst die betriebsnotwendigen Kosten des Netzbetreibers geprüft. Diese Kosten gehen in einen **Effizienzvergleich** ein und sind der Ausgangspunkt für die **Bestimmung der angemessenen Erlöse**. Mit den genehmigten Erlösen kann das Unternehmen seine Aufgaben als Netzbetreiber erfüllen, da die Erlöse bereits vor der Regulierungsperiode fixiert werden, sind die tatsächlich entstehenden Kosten und die Erlöse des Netzbetreibers für die Dauer der Regulierungsperiode voneinander entkoppelt. Netzbetreiber, die die Effizienzvorgaben übererfüllen, erwirtschaften höhere Renditen als Netzbetreiber, die dies nicht schaffen. Im Fall der Übererfüllung entsteht ein Delta, das der Netzbetreiber als zusätzlichen Gewinn für sich verbuchen kann. Hierin liegt der Anreiz für Netzbetreiber, eigene Anstrengungen zu unternehmen, um ihre Effizienz zu steigern. In der nachfolgenden Regulierungsperiode wird die erreichte Effizienzverbesserung an

die Netzkunden in Form von niedrigeren Netznutzungsentgelten weitergereicht. Somit beinhaltet die Anreizregulierung zugleich Vorteile für Netzbetreiber und Netznutzer. Wie auf einem Wettbewerbsmarkt werden die Netzbetreiber so motiviert, besser als vergleichbare Netzbetreiber in anderen Regionen und auch besser als sie selbst in der Vergangenheit zu wirtschaften und zu investieren.

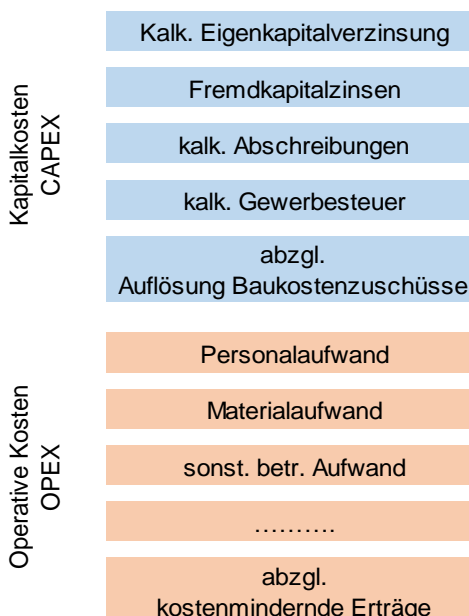
- c. **Kostenprüfung, Ausgangsniveau, Basisjahr:** Die nachfolgende Abbildung zeigt die Regulierungsperioden:



Ausgangspunkt für die Bestimmung der Erlösobergrenze, auf deren Grundlage Netznutzungsentgelte durch die Netzbetreiber bestimmt werden, ist die individuelle Kostensituation des einzelnen Netzbetreibers. Vor Beginn einer Regulierungsperiode ermittelt die Regulierungsbehörde das **Ausgangsniveau** für die Bestimmung der Erlösobergrenze durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften der Strom- bzw. Gasnetzentgeltverordnung. Alle Netzbetreiber werden unabhängig von ihrer Größe dieser Kostenprüfung unterzogen. Das Ausgangsniveau bleibt für die Dauer einer Regulierungsperiode grundsätzlich unverändert. Die Kostenprüfung erfolgt jeweils im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode. Grundlage der Kostenprüfung sind die handelsrechtlichen Jahresabschlüsse bzw. die für den Netzbereich relevanten Tätigkeitsabschlüsse des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Nur so können gesicherte kaufmännische Daten als Grundlage der Kostenprüfung dienen. Das Kalenderjahr, auf dessen Daten die Kostenprüfung basiert, wird in der Anreizregulierungsverordnung als **Basisjahr** bezeichnet.

Das Basisjahr ist das Geschäftsjahr, das drei Jahre vor Beginn einer Regulierungsperiode liegt. Kosten im Basisjahr, die auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, bleiben bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt. Grundsätzlich werden Kosten des Netzbetriebs nur dann berücksichtigt, wenn sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.

- d. **Netzkosten, CAPEX, OPEX, Gewinnerzielung:** Innerhalb der Kostenprüfung werden alle Kostenpositionen des betriebsnotwendigen Vermögens sowie des Netzbetriebes geprüft. Grundsätzlich lassen sich diese Kostenpositionen in Form einer Kostensäule (CAPEX-Kosten + OPEX-Kosten) darstellen:



Dem Netzbetreiber verbleiben 2 Möglichkeiten aus der dargestellten Kostensäule seine Gewinnerzielung zu begründen. Die Finanzierung seiner Netze setzt sich i.d.R. aus Eigen- und Fremdkapital zusammen. Hierfür erwartet er eine wettbewerbsfähige und dem Branchenrisiko entsprechende Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Normalerweise ergibt sich die Verzinsung je nach Branche und allgemeinem Zinsniveau durch den Markt. Da im Falle der Netzbetreiber die Marktmechanismen durch die Eigenschaft als natürliches Monopol teilweise außer Kraft gesetzt sind, gleichzeitig aber Investitionen in die Infrastrukturen unerlässlich sind, wird auch der Eigenkapitalzinssatz durch die Regulierung vorgegeben. Für jede Regulierungsperiode ermittelt der Regulator eine risiko- und finanzmarktadäquate Verzinsung für

das eingesetzte Eigenkapital. Für Bestandsanlagen wird auf Basis der Netzentgeltverordnungen der ermittelte Eigenkapitalzinssatz auf maximal 40 % des kalkulatorisch bestimmten betriebsnotwendigen Vermögens gewährt. Darüber hinausgehendes in der Kapitalstruktur vorhandenes Eigenkapital wird mit einem festgesetzten Zinssatz verzinst. Dieser Zinssatz orientiert sich an einem üblichen Zinssatz für die Fremdkapitalbeschaffung und wird als zehnjähriger Durchschnitt auf Basis von der Deutschen Bundesbank veröffentlichter Renditereihen bestimmt. Vorhandenes Fremdkapital wird aufwandsgleich anerkannt, wenn die Fremdkapitalzinsen kapitalmarktübliche Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen nicht übersteigen.

Die Eigenkapitalverzinsung setzt sich in der 3. Regulierungsperiode wie folgt zusammen:

- Risikoloser Basiszins: 2,49 % - dieser wird anhand eines Zehnjahresdurchschnitts der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere ermittelt.
- Wagniszuschlag: 3,15 % - dieser Zuschlag zur Abdeckung netzspezifischer unternehmerischer Wagnisse wird nach wissenschaftlichen Methoden ermittelt.

Der regulierte Eigenkapitalzins nach Körperschaftsteuer beträgt damit 5,64 %. Die Körperschaftsteuer wird mit einem Faktor in Höhe von 1,225 berücksichtigt, so dass die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung vor Steuern 6,91 % für Neuanlagen beträgt. Für die so genannten Altanlagen, die vor dem 1. Januar 2006 aktiviert wurden, gilt in der dritten Regulierungsperiode ein um Preisentwicklungen korrigierter Zinssatz von 5,12 % vor Steuern. Je nach Altersstruktur der Netze dürfte sich eine mittlere Eigenkapitalverzinsung von ca. 6 % vor Steuern einstellen.

D. h., dass die Höhe der zugesprochenen Eigenkapitalverzinsung den einen Teil der Gewinnerzielung darstellt.

Der andere Teil der Gewinnerzielung ist aus der Anreizregulierung zu begründen, kostengünstiger zu sein als vergleichbare Netzbetreiber, um somit das Delta aus zugesprochener Kostenhöhe und tatsächlicher Kostenhöhe für sich gewinnerzielend einzusetzen. Voraussetzung ist ein eigener Effizienzfaktor in

Höhe von 100 %. Dieser Effekt ist jedoch nur für eine Regulierungsperiode zu nutzen, da diese Effizienzsteigerung vom Regulator in Form einer Absenkung der Netzentgelte in der nächsten Regulierungsperiode berücksichtigt wird.

- e. **Netzentgelte:** Wie vorstehend dargestellt, weisen die Netzbetreiber ihre Kosten gegenüber dem Regulator nach, der nach entsprechender Kostenprüfung für diese eine mehrjährige Erlösobergrenze festlegt. Die zulässigen Erlösobergrenzen ergeben sich aus den von den Regulierungsbehörden geprüften Kosten für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau des Netzes zuzüglich Gewinn sowie den jährlichen Anpassungen. Aus den genehmigten Kosten sind von den Netzbetreibern Netzentgelte zu kalkulieren. Die Ermittlung der Netzentgelte erfolgt über mehrere Schritte. Nach der Verteilung der geprüften Kosten auf die Kostenstellen werden die Kosten den Kostenträgern zugeordnet. Die Kostenträger werden mittels der Jahreshöchstlast der Netz- oder Umspannebene in die spezifischen Jahreskosten überführt. Aus den spezifischen Jahreskosten werden abschließend mit Hilfe der g-Funktion die Entgelte gebildet.
- f. **Besonderheiten der Erlösobergrenze beim Erwerb eines Netzes:** Die Laufzeiten der Konzessionsverträge Strom und Gas der Stadt Schenefeld enden einheitlich zum 31.12.2021. Sofern die Stadt Schenefeld sich für die Gründung eines Stadtwerks entscheidet, wird dieses sich an dem Ausschreibungsverfahren der Stadt beteiligen. Sollte das Stadtwerk daraufhin das Vergabeverfahren gewinnen, so ist damit der Erwerb des Strom- und Gasnetzes in Schenefeld verbunden. Der Erwerb der beiden Netze könnte frühestmögliches zum 1.1.2022 erfolgen. Zu diesem Zeitpunkt kann kein Bezug mehr auf die zurückliegenden Basisjahre (Gas 2020, Strom 2021) genommen werden. D. h., dass das neu gegründete Stadtwerk die Erlösobergrenzen der SH-Netz übernehmen müsste. Die SH-Netz dürfte jedoch für ihr gesamtes Versorgungsgebiet nur eine Erlösobergrenze beantragt haben. Vor diesem Hintergrund müsste in Absprache mit der Bundesnetzagentur eine individuelle Erlösobergrenze aus der Gesamterlösobergrenze der SH-Netz herausgelöst werden. Diese herausgelöste Erlösobergrenze für die Stadt Schenefeld sollte so auskömmlich sein, dass ein vernünftiger wirtschaftlicher Betrieb nachhaltig gewährleistet werden kann. Auf die Herauslösung und die Definition zur Höhe der Erlösobergrenze ist frühzeitig hinzuweisen.

5.1 Die Entgelte werden von der Netzagentur festgelegt. Wie kann sichergestellt werden, dass ein Stadtwerk in Schenefeld mit den Netzen Gewinn machen kann?

Im Rahmen der Festsetzung der Erlösobergrenzen durch die Bundesnetzagentur (siehe vorstehenden Text) spricht diese den Netzbetreibern eine auskömmliche Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals (inklusive Risikoprämie) zu. Würde sie dieses nicht tun, so würden die Kapitalgeber nicht mehr in Netze und deren Infrastruktur investieren. Dieses hätte zur Folge, dass die Qualität der Netze deutlich abnehmen würde und eine sichere Energieversorgung nicht mehr gewährleistet werden kann. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass aufgrund der derzeitigen Niedrigzinsphase die nachlaufende Anpassung der Verzinsungshöhe durch die Bundesnetzagentur, die Eigenkapitalverzinsung zukünftig niedriger ausfallen wird. Dennoch wird Sie so attraktiv sein, dass Kapitalgeber in Netze investieren. Das Vorgehen der Bundesnetzagentur in den letzten zehn Jahren stützt diese Aussage. Parallel hierzu ist darauf zu achten, dass zukünftig möglichst alle Kosten im Unternehmen umlagefähig (Bestandteil der Netzentgelte) sind.

5.2 Mit welchen Gewinnen kann gerechnet werden (ggf. jährlich)? Was verbleibt von dem Gewinn, unter Berücksichtigung der erforderlichen Partner bei der Stadt Schenefeld? Wie ist dieser Gewinn noch zu versteuern?

Zur Höhe möglicher Gewinne verweisen wir im Detail auf unsere Wirtschaftlichkeitsanalyse. Die Stadt Schenefeld sollte, sofern Sie sich für die Gründung eines Stadtwerks entscheidet, als Mehrheitsgesellschafter mindestens 51 % der Gesellschaftsanteile erwerben. Für diese 51 % erhält sie den anteiligen Gewinn. Die verbleibenden 49 % des Gewinns würden an den Partner abfließen. Vom Gewinn der Stadt Schenefeld ist der Aufwand für die Finanzierung des eigenen Anteils in Abzug zu bringen. Ein Stadtwerk würde in Form einer Kapitalgesellschaft gegründet werden. Der Wirtschaftlichkeitsanalyse ist zu entnehmen, welche Steuern in welcher Höhe zu entrichten sind.

5.3 Ist mit Anfangsverlusten zu rechnen und wenn ja mit welchen und wie kann man die Risiken minimieren?

Sofern die Beteiligten sich ausschließlich auf den Betrieb der Netze in Form einer Netzgesellschaft verständigen, wird das eingesetzte Kapital auskömmlich verzinst. Entscheidend ist

- die Höhe des Kaufpreises,
- die Höhe der Einbindungskosten,
- die Höhe der zugesprochenen Erlösobergrenze sowie

- die Höhe der Dienstleistungsverträge zum operativen Betrieb.

Je mehr sich der Kaufpreis vom kalkulatorischen Buchrestwert kaufpreiserhöhend entfernt, umso unwirtschaftlicher wird die Netzübernahme. Einbindungskosten werden vom Regulierer nicht als betriebsnotwendige Kosten anerkannt, sind vollständig vom Netzerwerber zu tragen und somit nicht umlagefähig. Sofern keine messtechnische Lösung der Einbindung absehbar ist, sind die Kosten deutlich ergebnisbelastend. Sollte ein effizienter Betrieb z. B. durch den Partner nicht darstellbar sein, belastet der Mehraufwand das Ergebnis. Beispiele anderer Stadtwerke zeigen, dass der ausschließliche Betrieb der Netze wirtschaftlich (also mit Gewinnerwartung) darzustellen ist. Anfangsverluste sind bei einer positiven Berücksichtigung vorstehender Risiken nicht zu erwarten. Das zu erwartende Ergebnis trägt selbst im 1. Jahr den einmaligen Aufwand für die Beratung zu diesem Projekt. Bestehende Risiken können mit einem starken und erfahrenen Partner deutlich reduziert werden.

5.4 Gibt es Stadtwerke, die mit dem Netzbetrieb dauerhaft Verluste machen? Wenn ja, warum und wie können wir unser Risiko begrenzen?

I. d. R. machen Stadtwerke mit dem Netzbetrieb keine dauerhaften Verluste, da der Regulierer feste Eigenkapitalverzinsungen garantiert. Es sei denn, es handelt sich um Misswirtschaft oder um eine bewusst niedrige Preispolitik bei den Netzentgelten. Der Presse können natürlich neben den vielen positiven Meldungen auch negative Meldungen zum Betrieb von Stadtwerken entnommen werden. Hier liegt bewusst die Betonung auf dem Wort „Stadtwerke“, da sich die negativen Meldungen nicht auf den Netzbetrieb sondern ganz wesentlich auf Misswirtschaft im Bereich Energievertrieb, Telekommunikation, Bäder, Kraftwerksbetrieb oder zu hohe Pensionslasten beziehen (siehe hierzu: Neumünster, Dortmund, Trianel, Weingarten, Bad Neustadt oder Verl). Das Risiko kann deutlich durch den gemeinsamen Betrieb der Netze mit einem erfahrenen Partner reduziert werden, dem ebenfalls daran gelegen ist, einen moderaten Jahresüberschuss zu erzielen.

5.5 Wie ist das Risiko für die Ertragslage aus den Maßgaben der Regulierung, vor allem unter Berücksichtigung der folgenden Aspekte, einzuschätzen? (Senkung der Eigenkapitalverzinsung, Festhalten an hohen Ansprüchen an den Effizienzwert, Beibehaltung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, strenge Vorgaben bei der Kostenprüfung, Vergleich mit anderen Netzbetreibern im Qualitätsmanagement) Ist es einem Stadtwerke in Zukunft möglich unter diesen Maßgaben das Netz wirtschaftlich zu betreiben?

Die in der Frage formulierten Aspekte sind Bestandteil der heutigen Regulierung, der sich alle Netzbetreiber in der Bundesrepublik in gleichem Maße stellen müssen. Durch das Instrument der Anreizregulierung soll eine verbesserte Effizienz geschaffen werden. Diese angestrebte Verbesserung aber auch die Anwendung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors (GSP) stellen große Herausforderungen an die Netzbetreiber dar. Der GSP ermittelt sich aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung. Er beeinflusst den zugestandenen Verbraucherindex nachteilig. Neben diesen strengen Anforderungen hat der Regulierer jedoch erkannt, dass Qualität (und hierbei insbesondere die Versorgungsqualität) ebenso wichtig ist aber auch kostet. Die Kapitalverzinsung wird in den nächsten Jahren fallen, da sie sich an der durchschnittlichen 10-jährigen Kapitalmarktstruktur, mit einem zeitlichen Verzug, anpasst. Durch Elemente, wie der Marktrisikoprämie, wird der Investor aber immer eine vorteilhafte Verzinsung seines Kapitals erzielen (gerade derzeit in der Niedrigzinsphase).

5.6 Welche Verzinsung ist im Falle der Netzübernahme aus Sicht der Stadt realistisch zu erzielen?

Je nach Struktur der Netzbetreiber und Energieart (Strom- oder Gasnetz) erzielen diese (wie die Auswertung unserer Mandanten zeigt) in der Vergangenheit eine Rendite des eingesetzten Kapitals in Höhe von 5,5 bis 7,5 %.

5.7 Welcher Anteil des Netzerlöses würde bei marktüblichen Betriebsführungsentgelten im Falle einer öffentlichen privaten Partnerschaft an den Betriebsführer fließen? Welcher Ergebnisbetrag verbleibt bei der Stadt Schenefeld und welche Funktionen der kaufmännischen Betriebsführungen sind damit zu erbringen?

In einem hier unterstellten Partnerschaftsmodell übernimmt der Partner in Form eines Pachtverhältnisses als Betriebsführer den operativen Betrieb der Netze. Hierfür nimmt er im Rahmen der Netzentgelte die Erlöse, die der Regulierer zugestanden hat, entgegen, deckt damit seine Kosten für den operativen Betrieb und die Kosten der Netzeigentümer (51 % Stadt Schenefeld, 49 % Partner) i. w. für den Kapitaleinsatz und die Abschreibung ab. D. h., dass die Stadt Schenefeld zukünftig - in diesem Modell - fast keine eigenen Leistungen erbringen muss. Es sei denn, sie möchte gerne z. B. kaufmännische Leistungen erbringen. Für die Übernahme dieser Leistungen wäre dann ein Entgelt zu vereinbaren. I. d. R. erbringt der kommunale Gesellschafter in diesem Modell

nur Leistungen in Form der Aufstellungsbeteiligung am Wirtschaftsplan und als kommunaler Geschäftsführer bei der Wahrnehmung der Interessen im Aufsichtsrat und der Gesellschafterversammlung. Für diese Leistungen erfolgt kein monetärer Ausgleich.

5.8 Welche Risiken bestehen im Falle der Netzübernahme aus der Übertragung der Erlösobergrenze vom Bestandsnetzbetreiber? Im Falle einer Netzübernahme zum 1. Januar 2022 würde ein Stadtwerk die dem jeweiligen Netzgebiet zugewiesene Erlösobergrenze für das Netzgebiet für 5 Jahre im Gas und 6 Jahre im Strom übernehmen. Kann eine kleinere Gesellschaft mit dieser Erlösobergrenze wirtschaftlich agieren?

Mit einer geplanten Übernahme des Strom- und Gasnetzes zum 1. Januar 2022 befindet sich das neu zu gründende Stadtwerk mitten in der 3. Regulierungsperiode. Für diese Regulierungsperiode hat der Alt-Konzessionär bereits einige Jahre zuvor die Erlösobergrenze im Rahmen der Kostenprüfung, für dieses aber auch für andere Versorgungsgebiete, als einheitliches Entgelt beantragt. Das bedeutet, dass das Stadtwerk einen Teil dieser Erlösobergrenze aus dem Gesamtpaket des Alt-Konzessionärs (wie ein Kuchenstück aus dem gesamten Kuchen) herauslösen muss. Hierbei ist unbedingt darauf zu achten, dass es sich jeweils um eine auskömmliche Erlösobergrenze handeln sollte, um damit die eigenen Kosten abdecken zu können. Die Kostensituation des neuen Stadtwerks muss dabei nicht identisch mit der Kostensituation des Alt-Konzessionärs sein, da hier z. B. unterschiedliche Kapitalstrukturen (Eigen/Fremdkapital) oder operative Kosten vorliegen können. Die 4. Regulierungsperiode Strom beginnt mit dem Jahr 2024 (Gas = 2023). Für diese Regulierungsperioden wurden jeweils bereits 3 Jahre zuvor (also in 2021 und 2020) die Basisjahre für die Kostenprüfungen berücksichtigt. D.h., dass das neue Stadtwerk auf die 4. Regulierungsperiode selber keinen Einfluss mehr nehmen kann. Diese Sondersituation sollte unbedingt mit dem Regulierer erörtert werden, um hier frühzeitig Abhilfe zu leisten. Zu berücksichtigen ist auch, dass der Käufer beim Erwerb des Strom- und Gasnetzes noch nicht weiß, wie hoch (bzw. wie auskömmlich) seine jeweilige zu übertragende Erlösobergrenze ist, da diese erst nach dem Kauf der Netze durch die Beteiligten ermittelt wird.

5.9 Sind ggf. von den Stadtwerken, wie vom bisherigen Netzbetreiber, an die Stadt Schenefeld Konzessionsabgaben zu leisten und sind diese dann bei der Gewinnprognose bereits in Abzug gebracht?

Ja, Konzessionsabgaben sind vom Stadtwerk an die Stadt zu leisten. Diese werden als durchlaufender Posten zwar ausgewiesen aber nicht in der Gewinnprognose berücksichtigt.

5.10 Können zusätzlich Einnahmen aus der Arbeit der Stadtwerke erzielt werden (z.B. regionale Wertschöpfung, steuerlicher Querverbund)?

Ja! Siehe hierzu auch Punkt 4.10.2 „Chancen“. Durch die örtliche Auftragsvergabe kann die regionale Wertschöpfung verbessert werden. Im Rahmen des steuerlichen Querverbunds können Gewinnbetriebe und kommunale Dauerverlustbetriebe zusammengefasst werden, sodass deren Ergebnisse mit steuerlicher Wirkung verrechnet werden können. Bei den Gewinnbetrieben handelt es sich üblicherweise um Betriebe zur Versorgung der Bevölkerung mit Strom, Gas, Wasser und Wärme, also um typische Tätigkeiten eines Stadtwerks. Für den zulässigen steuerlichen Querverbund ist der steuerliche Sachverhalt im Einzelnen genau zu prüfen.

6 NETZBETRIEB

6.1 In welchem Rahmen bestehen Gestaltungsmöglichkeiten beim Netzbetrieb?

Die Stadt Schenefeld, als Mehrheitsgesellschafter des Stadtwerks, kann in Absprache mit dem Partner, strukturelle Gestaltungen im Netz durchführen. Hierbei kann Einfluss genommen werden z. B. auf

- die Ausführung des Netzes (Kabel versus Freileitung),
- besonders umweltschonende Verlegetechniken (Bohrspülverfahren),
- Dimensionierungen,
- die Vorgabe bestimmter Energieträger in Neubaugebieten,
- Sicherheits- / Qualitätsaspekte z. B. redundante Versorgung,
- Digitale Mitverlegung,
- Smart-Grid,
- Verlustenergieoptimierung,
- Förderungen.

6.2 Kann durch den Netzbetrieb der Ausbau erneuerbarer Energien gefördert werden?

Ja, durch Bereitstellung von Fördergeldern (die aus dem Netzbetrieb erwirtschaftet werden) oder durch die zeitliche und kostenoptimierte Vorgehensweise bei der Planung und Realisierung der Projekte.

6.3 Gibt es Möglichkeiten mit dem Netzbetrieb die Energiewende voran zu bringen?

Der Netzbetreiber kann in hohem Maße den Bau intelligenter Netze mit einer weitreichenden Netzladeinfrastruktur beeinflussen. Hierbei kann neben der Steuerung der

Netzlasten das Ziel verfolgt werden Energieverluste zu minimieren und intelligente Systeme zu fördern. Ein wichtiges Augenmerk kann dieser ebenfalls auf die Modernisierung der bestehenden Netzinfrastruktur legen. Somit ist die Möglichkeit gegeben die Energiewende voran zu bringen.

7 KONZESSIONSVERFAHREN

7.1 Mit welchen Mitbewerbern ist erfahrungsgemäß zu rechnen?

Der Alt-Konzessionär (SH-Netz) ist der stärkste Konkurrent, da dieser die Netze nicht neu erwerben muss. Daneben ist zu erwarten, dass sich innogy sowie Netzbetreiber aus der unmittelbaren geografischen Umgebung (wie Stadtwerke Pinneberg) bewerben. Ob diese bis zum Ende im Verfahren bleiben oder vorher absagen, kann derzeit noch nicht beurteilt werden.

7.2 Wie können Konflikte mit dem bisherigen Konzessionsinhaber vermieden werden?

Sofern die Gründung eines Stadtwerks verfolgt wird, sollte im Rahmen der Partnersuche der Alt-Konzessionär unbedingt angesprochen werden, da dieser optimale Voraussetzungen mitbringt. Zur Frage der Netzentflechtung sind frühzeitig Gespräche zu führen, da erforderliche Baumaßnahmen viel Zeit benötigen. Die Gespräche sollten in einem kleinen aber fachkundigen Kreis geführt werden. Präsentationen und Gespräche direkt mit den Fraktionen und der Verwaltung sind zu unterlassen.

7.3 Ist ein einstufiges oder ein zweistufiges Verfahren sinnvoll? Sollten wir uns zuerst einen Partner suchen oder den Partner im Rahmen einer Ausschreibung erst ausschreiben?

Dies ist prinzipiell egal. Es sollten zuerst Ziele und Kriterien bestimmt werden, anhand derer der Partner ausgesucht wird, der diese am besten erfüllt.

- Im **einstufigen Verfahren** wird die Vergabe der Konzession mit der Auswahl eines Kooperationspartners für die Umsetzung einer Kooperation (IÖPP) in einem Verfahren verbunden. Sofern sich die Stadt Schenefeld für ein einstufiges Verfahren entscheidet, muss die Stadt Auswahlkriterien sowohl für die Konzessionsvergabe als auch für die Auswahl des Kooperationspartners aufstellen.
- Im **zweistufigen Verfahren** wird zunächst ein Verfahren über die Auswahl des Kooperationspartners durchgeführt (Stufe eins). Nach Abschluss dieses Verfahrens gründet die konzessionierende Stadt Schenefeld mit dem Kooperationspartner, der das Auswahlverfahren gewonnen hat, eine Kooperationsgesellschaft (Stadtwerk),

welche in einer zweiten Stufe als Bewerberin am Konzessionierungsverfahren teilnimmt. Die Rechtsprechung sieht hierin keine unzulässige Vorfestlegung, da die Auswahl eines Konzessionsvertragspartners in einem transparenten und diskriminierungsfreien Konzessionierungsverfahren gemäß § 46 Abs. 2 bis 6 EnWG zu erfolgen hat. Der strategische Partner kann auch durch Direktauswahl ausgewählt werden.

7.4 Welche Risiken bestehen bei der Vergabe der Konzessionsverträge?

Das Verfahren muss transparent und diskriminierungsfrei durchgeführt werden. Die Bewertungsmatrix ist in Anlehnung an das Vergaberecht zu erstellen. Den Bewerbern ist ausführlich darzustellen, welche Leistungen abgefordert werden und wie diese gewertet werden. Die Bewerber müssen in der Lage sein den Anforderungen gerecht zu werden. Wurde die Bewertungsmatrix vom Rat beschlossen, ist sie als Bewertungsgrundlage verbindlich anzuwenden. Der Gewinner wird zukünftiger Vertragspartner der jeweiligen Konzession. Dabei ist die gängige Rechtsprechung zu berücksichtigen. Es dürfen keine Nebenleistungen zur Vergabe der Konzessionsverträge vereinbart oder erbracht werden. Aufgrund der jüngsten Novellierung des EnWG bietet das durchzuführende Verfahren viele Möglichkeiten der juristischen Auseinandersetzung. Es sollte damit gerechnet werden, dass der unterlegene Bewerber das Verfahren im Rahmen einer Rüge anfechtet und damit zeitlich torpediert.

7.5 Wenn die Stadt nicht den Zuschlag für die Konzession erhält, was wäre dann mit dem Stadtwerk zu veranlassen? Wie hoch wären die Kosten?

Die Stadtwerke werden einfach wieder aufgelöst. Die Kosten belaufen sich auf die Beratungskosten und Gründungskosten der Stadtwerke, also in Summe auf ca. 150 T€. Alternativ könnte die Plattform „Stadtwerke“ für andere Themen wie Wasser, Abwasser, regenerative Energien, Facilitymanagement, Telekommunikation usw. genutzt werden.

8 AUSWIRKUNGEN AUF DIE EINWOHNER

8.1 Wie werden sich bei der Gründung von Stadtwerken voraussichtlich die Netzentgelte entwickeln?

Entscheidend ist der Kaufpreis und die Höhe der Erlösbergrenze. Wird als Kaufpreis der kalkulatorische Buchrestwert vereinbart und weitergeführt, so ist hier die erste wichtige Grundvoraussetzung gegeben. Wird darüber hinaus die Erlösbergrenze in resultierender Höhe übergeben, werden die Netzentgelte in gleicher Höhe weitergeführt. Mit

Erwerb der Netze steigt das Stadtwerk in die 4. Regulierungsperiode ein. Für diese Periode sind im Bereich Strom und Gas bereits seit Jahren vorher schon die Weichen gestellt worden, d.h. dass die Kostenprüfung bereits erfolgt ist. Das Stadtwerk würde somit in die gleichen Netzentgelte einsteigen. Durch Sondervereinbarung mit dem Regulator ist zu klären, ob kurzfristig (bei Vorlage der ersten eigenen Kosten eines Betriebsjahres) die Netzentgelte zwischenzeitlich geändert werden können.

9 ZEITPLAN

9.1 Wie sehen die nächsten Schritte für Schenefeld aus?

Zum Zeitplan verweisen wir auf unsere kommenden Ausführungen in der ersten Veranstaltung mit dem Ausschuss.

9.2 Welche konkreten Schritte sind wann für einen Netzkauf und die Gründung eigener Stadtwerke nötig?

Zunächst ist die Grundsatzentscheidung zu fällen, die 2. Stufe der Machbarkeitsstudie zu beauftragen. Daraufhin ist ein Partner zu suchen, der auch schon in den nächsten Schritten unterstützen kann. Im Nachgang zur Partnersuche erfolgt die Gründung der Stadtwerke, die sich nach der Gründung auf die Konzessionen bewerben kann. Sollte das Stadtwerke die Vergabeverfahren als Gewinner verlassen, so ist vom Stadtwerk das Strom- und Gasnetz zu erwerben. Hierzu, aber auch zur Übertragung der Erlösobergrenze sind Gespräche mit dem Alt-Konzessionär zu führen.

9.3 Wie sieht der zeitliche Ablauf für die Gründung von Stadtwerken und der Konzessionsausschreibung aus?

Siehe Zeitplan!

9.4 Wie sieht eine sinnvolle Aufgabenverteilung/Projektstruktur aus?

Wir empfehlen, über das komplexe Thema unbedingt ausführlich zu informieren, um eine sichere Entscheidungsgrundlage zu erarbeiten. Hierbei sind die Chancen aber auch die Risiken in aller Ausführlichkeit zu nennen und abzuwägen. Wird die 2. Stufe beauftragt, so werden zukünftig viele Gespräche erforderlich sein, die vielfältigen Themen und daraus resultierende Lösungen zu erarbeiten. Dies könnte durch einen Arbeitskreis erfolgen, der in mittleren zeitlichen Abständen dem Ausschuss „zum Stand der Dinge“ berichtet. Zwischenzeitlich sollte der Ausschuss Meilensteine festlegen, um das Projekt auf stabile Beine zu stellen. Im Rahmen von Informationsveranstaltungen ist der Rat und die Öffentlichkeit zu unterrichten.

9.4.1 Welche Aufgaben muss die Verwaltung abdecken?

Die Verwaltung sollte als Koordinator zwischen Politik und Berater tätig sein. Hierzu gehört neben der Organisation der Besprechungstermine auch der Kontakt zum möglichen Partner sowie die Übergabe vorhandener Unterlagen zum Projekt. Einzelheiten hierzu sind noch abzustimmen.

9.4.2 Wie hoch ist die Belastung des Personals der Verwaltung? Lässt sich diese minimieren?

Während der Projektbearbeitung bezieht sich der Aufwand auf die zuvor genannten Positionen und ist eher gering einzuschätzen. Sollte das gegründete Stadtwerk die Netze übernehmen und damit auch den Betrieb, so sind fast alle Arbeiten - im Rahmen eines Pachtverhältnisses - zunächst durch den Partner bzw. durch Dienstleister zu erbringen. Für einen späteren Schritt kann überlegt werden, teilweise Arbeiten wie z. B. kaufmännische Leistungen zu übernehmen.

9.4.3 Welche externen Berater benötigen wir?

Die Partnersuche, die Gründung eines Stadtwerks mit Bewerbung auf die Konzessionen, mögliche Verhandlungen zum Netzkauf und der Übernahme der Erlösobergrenze erfordern mehrere Monate konzentrierter Arbeit. Dabei geht es um technische, betriebswirtschaftliche, steuerliche und juristische Fragestellungen, deren Beantwortung zu einem guten und sicheren Ergebnis führen soll. Genau für diese Themen ist Beratung erforderlich, sofern sie nicht aus dem eigenen Hause generiert werden kann. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass es sich hierbei um ein sehr komplexes Themengebiet handelt, das seit mehreren Jahren durch juristische Urteile und Stellungnahmen flankiert wird. Vor diesem Hintergrund sollten die Berater über eine angemessene und nachgewiesene Expertise verfügen und schon mehrjährig in diesem Bereich tätig sein.

Quellenhinweis

www.Bundesnetzagentur.de

www.Wikipedia.de

www.bdew.de

www.vku.de

www.et-energie-online.de