

Entflechtung und Rekommunalisierung von netzgebundenen Infrastrukturen

Kostenstruktur; netzgebundene Infrastruktur; Privatisierung; Rekommunalisierung; Stromversorger; Unternehmensbewertung

Diese Studie untersucht die finanziellen Konsequenzen von Rekommunalisierungsmaßnahmen im liberalisierten Stromsektor in Deutschland. Hierbei werden zunächst Argumente für die Privatisierung als auch für die Kommunalisierung von netzgebundenen Infrastrukturen gegenübergestellt und die Schwierigkeiten bei der Kaufpreisermittlung erläutert. Die Studie untersucht zudem empirisch die Kostenstrukturen von Energieversorgern und zeigt, wie sich Vorteile durch eine Rekommunalisierung erzielen lassen.

I. Einleitung

Die Debatte um die Frage, ob netzgebundene Infrastrukturen der Daseinsvorsorge von öffentlicher oder privater Hand bereitgestellt werden sollten, ist nicht neu. Die Diskussion folgt dabei häufig einer normativ geprägten Argumentationslogik. Befürworter öffentlicher Bereitstellung verweisen regelmäßig auf die notwendige Einflussnahme des Staates bei natürlichen Monopolen im Sinne der Reduzierung privater Profite zum Wohle der Gesellschaft, Gegner hingegen betonen mangelnde Effizienz und fehlendes Know-how innerhalb der öffentlichen Betriebe. Aktuell entzündet sich die Diskussion an der Rekommunalisierung der Berliner Wasserbetriebe durch einen Rückkauf von RWE und Veolia (Gericke 2012).

Häufig wird in der Diskussion von einem Pendel gesprochen, das im Laufe der Zeit entweder in Richtung Privatisierung oder Kommunalisierung ausschlägt. Innerhalb der letzten Jahrzehnte zeigte es weltweit vorwiegend in Richtung Privatisierung. Ein gänzlich Versagen der öffentlichen Bereitstellung in vielen Teilen der Welt oder leere Staatskassen andernorts waren Hauptauslöser dieses Trends (Röber 2009). In Deutschland spielen kommunale Infrastrukturträger nach wie vor eine große, aber keine dominierende Rolle. Innerhalb der öffentlichen Debatte wird allerdings eine Tendenz deutlich, die auf eine zukünftig zunehmende Rekommunalisierung vormals privater Infrastrukturen hindeutet. Beispielhaft hierfür ist auch der kürzlich geäußerte Wunsch der Stadt Hamburg, die örtlichen Stromnetze zurückkaufen zu wollen. Auch zahlreiche andere Kommunen führen aktuell ähnliche Überlegungen durch.

1 Wir danken Christian Babl, Christoph Ettenhuber und Christian Kammlott sowie zwei anonymen Gutachtern für wertvolle Anregungen und Kommentare und dem BMBF für finanzielle Unterstützung bei der Erstellung dieser Studie.

Zwischen 2011 und 2015 laufen ca. 7.800 der geschätzten 14.300 Stromkonzessionen mit privaten Netzbetreibern aus, und eine nennenswerte Zahl der betroffenen Gebietskörperschaften strebt trotz unverändert vornehmlich angespannter Haushalte eine Rekommunalisierung der Verteilnetze an (Becker 2011). Diese Untersuchung konzentriert sich nachfolgend auf Infrastrukturen des netzgebundenen Stromsektors, da hier das größte Potential für Rekommunalisierungen liegt. Die Stromversorgung ist ein wirtschaftlich lukrativer Bereich, und es gab in der Vergangenheit eine erhebliche Zunahme privater Beteiligungen und vollständiger Privatisierungen, so dass nun umgekehrt ein großes Rekommunalisierungspotential besteht und ein dementsprechendes Interesse vielerorts vorhanden ist.

Nachfolgend erläutert Kapitel 2 einige Grundlagen der kommunalen Energieversorgung sowie der Rekommunalisierung. Kapitel 3 skizziert die Grundzüge des deutschen Elektrizitätssektors, während Kapitel 4 auf Verfahren der Kaufpreisfindung eingeht. In Kapitel 5 werden zwei empirische Beispiele für Rekommunalisierungen vorgestellt. Kapitel 6 erläutert die Kostenstrukturen von Energieversorgern, die in Kapitel 7 anhand einer empirischen Stichprobe überprüft werden. Kapitel 8 fasst die zentralen Ergebnisse zusammen und gibt einen kurzen Ausblick.

II. Grundlagen der kommunalen Energieversorgung und der Rekommunalisierung

„Die Aufgabe einer ordentlichen, gesicherten und auch umweltverträglichen Energieversorgung fällt als Teil der öffentlichen Daseinsvorsorge in den gem. Art. 28 Abs. 2 GG verfassungsrechtlich gewährleisteten Aufgabenbestand der Gemeinden“ (Westermann/Cronauge 2006, S. 188). Allerdings obliegt der Gemeinde trotz dieser grundsätzlichen Verantwortung auch immer die Entscheidung über die Erfüllungskompetenz. Im Rahmen ihrer Organisationshoheit und des gemeindlichen Selbstverwaltungsrechts kann sie sehr wohl über eine Eigenversorgung oder über die Konzessionsvergabe an einen Erfüllungsgehilfen, also eine Fremdversorgung, entscheiden (Westermann/Cronauge 2006).

Eine Gemeinde kann demzufolge die Aufgabe der Erfüllung ihrer Versorgungspflicht auch auf einen (privaten) Dritten übertragen. Die in diesem Zusammenhang mit privaten Partnern vereinbarten Konzessionsverträge stellen in erster Linie sogenannte Wegenutzungsverträge dar (Säcker et al. 2011), da die Netzbetreiber zur Verlegung und zum Betrieb der in der Energieversorgung notwendigen fest installierten Leitungen zur Versorgung der Endverbraucher auf die Nutzung öffentlicher Verkehrswege angewiesen sind. Der Konzessionsnehmer schuldet der Gemeinde für die Wegenutzung die Zahlung der Konzessionsabgabe. Die Laufzeit der Konzessionsverträge ist gesetzlich auf 20 Jahre begrenzt. Dadurch wird sichergestellt, dass es spätestens alle 20 Jahre zu einem „Wettbewerb um den Markt“ kommt (§ 46 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz 2005). In aller Regel wurde in der Vergangenheit mit der Konzessionsvergabe an einen privaten Versorger eine Vermögensprivatisierung durchgeführt, so dass die Konzessionsnehmer, also Netzbetreiber, gleichzeitig die Eigentümer der Netze sind. Entscheidet sich eine Kommune, netzgebundene Infrastrukturen, die zuvor an ein privates Unternehmen übertragen worden waren, zurückzukaufen, so spricht man von einer Rekommunalisierung.

Uneinheitlich ist die Wahrnehmung der in einer Studie von Rottmann und Grotowski (2011) befragten kommunalen Entscheidungsträger. 64% verstehen unter einer Rekommunalisierung „[den] Rückkauf/[die] Rückübertragung von bereits privatisierten ehemals öffentlichen Leistungen/Unternehmen“, jeweils 13% definieren diese wiederum als die Neugründung öffentlicher Unternehmen oder die Konzessionsvergabe an öffentliche Unternehmen. 9% der Antwortenden verstehen unter Rekommunalisierung eine interkommunale Kooperation.

Bemerkenswert ist in diesem Kontext, dass von den Kommunen mit relativ entspannter Haushaltslage in dieser Studie über 90% keinerlei Gesellschaftsstrukturveränderung planen. Von den Kommunen, die unter Haushaltsdefiziten leiden, gaben hingegen 49% an, eine Rekommunalisierung zu planen. Es deutet also einiges darauf hin, dass Kommunen mit der Rekommunalisierung in großer Zahl eine Einnahmemöglichkeit verbinden, was paradox erscheint, da Einspar- und Einnahmemöglichkeiten auch ein häufiger Grund für Privatisierungen waren. In diesem Zusammenhang verbinden wohl deshalb über 80% der Antwortenden auch mit einer Privatisierung die Möglichkeit einer Kommunalhaushaltssanierung.

Die öffentlich kommunizierten Gründe für die intendierten Rekommunalisierungen sind vielfältig, wie die Aufstellung in Abbildung 1 zeigt. Die Erfüllung der Aufgaben der Daseinsvorsorge erscheint den Kommunen offensichtlich wichtig, dies wurde von 21% der Befragten als ein Grund für Rekommunalisierungsabsichten angegeben. Als meistgenannter Grund taucht jedoch die Wahrung des kommunalen Einflusses auf netzgebundene Infrastrukturen auf (von etwa 35% der Befragten angegeben). Eine nicht zufriedenstellende Leistungserbringung von privater Seite spielt als Grund für Umgestaltungen de facto keine Rolle (knapp 2%) (alle Zahlen: Rottmann/Grotowski 2011).

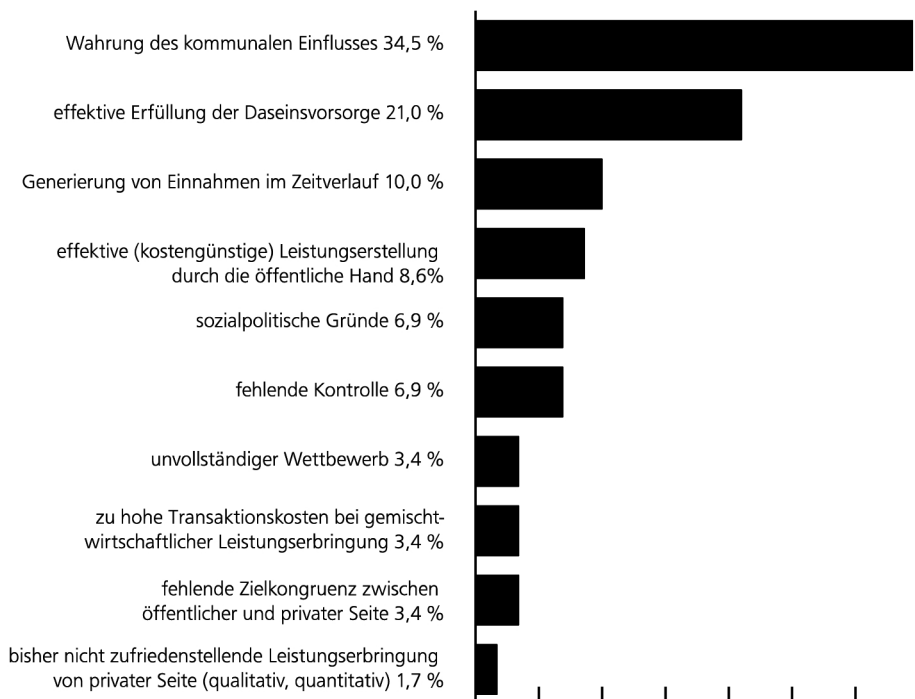


Abbildung 1: Gründe für Rekommunalisierungsabsicht in der Energieversorgung

Quelle: Eigene Darstellung der Daten von Rottmann und Grotowski (2011, S. 17).

Neben der Fremdversorgung ist die Eigenversorgung die zweite Möglichkeit der Gemeinden, ihre Bewohner mit Elektrizität zu beliefern. Insbesondere größere Städte und Gemeinden unterhalten häufiger eine Eigenversorgung in Form von Stadtwerken. Kleine Kommunen unter 20.000 Einwohnern werden dagegen meist durch private Unternehmen oder freie Träger mit Strom versorgt (>50%). Umgekehrt sind bereits in Gemeinden mit bis zu 50.000 Einwohnern in zwei Dritteln der Fälle kommunale Unternehmen (Stadtwerke) in diesem Sektor tätig (Bremer et al. 2006). In den 36 größten deutschen Städten sind 42 Unternehmen im Energiesektor aktiv (Trapp 2006), was auch hier auf ein eher geringes Rekommunalisierungspotential hindeutet.

Im Falle des Auslaufens von Konzessionsverträgen und einer geplanten Übernahme durch eigene Stadtwerke enthält § 46 des EnWG von 2005 für das auf die Bekanntmachung folgende Verfahren weder Vorschriften noch Kriterien für die Auswahlentscheidung bei der Neuvergabe. Gleiches gilt für die vergaberechtlichen Bestimmungen des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkung. Dies liegt darin begründet, dass es sich bei der Vergabe von Konzessionen nicht um die Beschaffung von Waren, Bau- oder Dienstleistungen handelt. Allerdings müssen Auswahlentscheidungen aufgrund von europarechtlichen Bestimmungen unter Berücksichtigung des Gleichbehandlungsgesetzes und Transparenzgebots getroffen werden. Den Kommunen steht damit jedoch ein großer Entscheidungsspielraum zu (Wübbels 2011).

Wenn eine Gemeinde der Meinung ist, sie könne mit ihren Stadtwerken insbesondere infrastrukturpolitische Planungen, Entscheidungen und Umsetzungen am besten vornehmen, auch weil eine interne Abstimmung wesentlich leichter ist und keine aufwendigen Verträge und Kompromisslösungen zu vereinbaren sind, kann sie die Netzkonzession an eine eigene kommunale Gesellschaft vergeben. Eventuelle Gewinne aus dem Netzbetrieb verbleiben dann bei der Gemeinde, und es lassen sich Steuervorteile durch Querverbundlösungen realisieren.

III. Der Elektrizitätssektor in Deutschland und Anreizregulierung der Netzbetreiber

Die öffentliche Elektrizitätsversorgung kann in ein System mit den Bereichen Erzeugung, Transport und Verteilung untergliedert werden. Seit der Strommarktliberalisierung wurde diese Wertschöpfungskette aufgespalten und um die Elemente des Großhandels und des reinen Stromvertriebs erweitert. Der Handel von Spitzenlastkapazitäten wurde über die Schaffung von Strombörsen ermöglicht, der ausschließliche Vertrieb durch das Aufbrechen der Gebietsmonopole. Die vor der Liberalisierung in allen klassischen Wertschöpfungsstufen bestehenden Monopole wurden auf das natürliche Monopol des Stromtransports (Übertragung und Verteilung) reduziert (Ridder 2007).

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist die gesetzliche Grundlage des liberalisierten Strommarktes in Deutschland. Zweck des Gesetzes ist es, eine „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität“ (§ 1 Abs. 1 EnWG, 2005) sicherzustellen. Da Netzbetreiber als Engpass für den Wettbewerb im Strommarkt über eine starke Diskriminierungsmöglichkeit verfügen, bedürfen Netznutzungsentgelte (NNE) nach § 23 a EnWG (2005) der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur. Die Entgelte dürfen dabei neben der Tatsache, dass sie angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein müssen, nicht ungünstiger ausfallen, als sie für Leistungen innerhalb des eigenen Unternehmens kalkulatorisch oder tatsächlich in Rechnung gestellt werden (§ 21 Abs. 1 EnWG 2005).

Das aktuelle Anreizregulierungssystem setzt sich aus zwei Regulierungsperioden zusammen, während derer Netzbetreiber ihre Ineffizienzen sukzessive abbauen müssen (vgl. Abbildung 2). Aktuell erfolgt die Genehmigung der Netznutzungsentgelte durch ein Vergleichsverfahren auf Grundlage der Kosten der Betriebsführung eines effizienten und strukturell vergleichbaren Unternehmens. Die Kosten der Betriebsführung enthalten hierbei sowohl Kapital- als auch Betriebskosten, der deutsche Gesetzgeber verfolgt damit den Ansatz der Gesamtkostenregulierung (sogenannter TOTEX-Ansatz). Die Genehmigung wird für eine fünfjährige Regulierungsperiode befristet erteilt, die erste Regulierungsperiode begann am 01. Januar 2009 (Konstantin 2009).

Das Ausgangsniveau der Erlösobergrenze der ersten Regulierungsperiode wird durch eine vorgeschaltete Kostenprüfung bei den Netzbetreibern ermittelt. Während der Regulierungsperiode sind die zulässigen Jahresgesamterlöse unabhängig von den tatsächlichen Kosten entlang eines Erlöspfades, dessen jährliche Reduktion die zu erreichenden Effizienzsteigerungen widerspiegelt, festgelegt (Agne et al. 2011). Eine zusätzliche Reduktion des zulässigen Erlöses von 1,25-1,50%

p.a. erfolgt für alle Netzbetreiber unabhängig auf Grundlage des allgemeinen Produktivitätsfortschritts (Zander et al. 2008). Nach Ablauf einer Regulierungsperiode erfolgt eine erneute regulatorische Kostenprüfung, die einen neuen Startpunkt ergeben kann. Nach Ablauf von zwei Perioden müssen vorhandene, beeinflussbare Ineffizienzen im Vergleich zum Referenzunternehmen abgebaut worden sein.

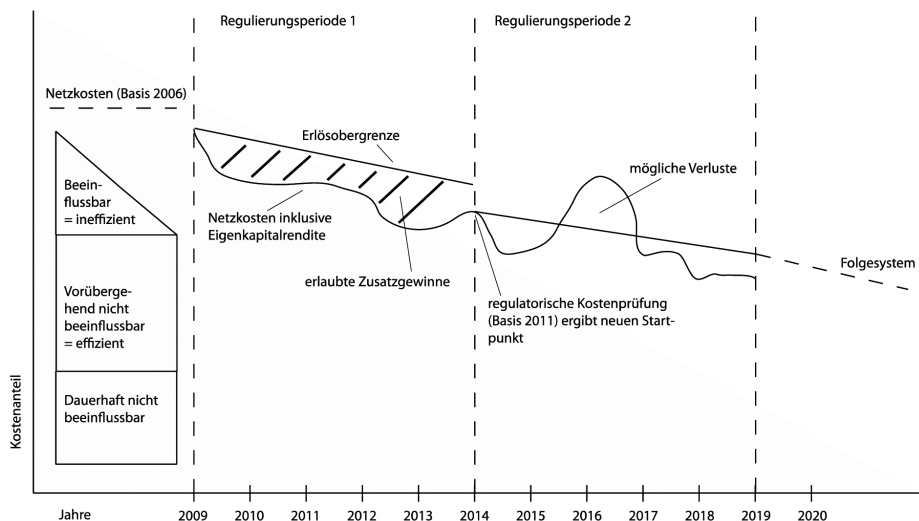


Abbildung 2: Prinzip der Anreizregulierung

Quelle: Eigene Darstellung nach Agne et al. (2011).

Berücksichtigung bei den vorgeschriebenen Effizienzsteigerungen finden die sogenannten dauerhaft nicht-beeinflussbaren Kosten (dnbK), der Verbraucherpreisindex für die Inflationsrate, Erweiterungen und unvorhergesehene Ereignisse sowie ein Qualitätselement (§§ 8, 9, 10, 11 ARegV 2007). Die darüber hinausgehenden Kosten gelten als vorübergehend nicht-beeinflussbar bzw. beeinflussbar. Erstere entsprechen den Kosten des effizientesten Unternehmens der Referenzgruppe (Effizienzwert von 100%). Kleine Netzbetreiber mit bis zu 30.000 angeschlossenen Kunden können nach Maßgabe des § 24 ARegV 2007 an einem vereinfachten Verfahren zur Effizienzwertermittlung teilnehmen. In diesem Verfahren beträgt der Effizienzwert pauschal 87,5%, was dem vermuteten bundesdeutschen durchschnittlichen Effizienzwert entsprechen soll (Zander et al. 2008).

Gemäß dem grundsätzlichen Prinzip der Anreizregulierung dürfen Unternehmen zusätzliche Renditen, die aus Kostensenkungen entstehen und die über die regulatorischen Vorgaben hinausgehen, einbehalten. Erst mit der Anpassung der zulässigen Erlöse zu Beginn einer neuen Regulierungsphase werden die erreichten Effizienzsteigerungen verzögert, aber dauerhaft an den Endverbraucher weitergegeben. Gelingt eine Kostenreduktion nicht oder nicht in ausreichendem Maße, sinkt die Rendite, oder es entstehen Verluste (Pielow 2011).

Wenn im Rahmen von Rekommunalisierungsüberlegungen Stromnetze durch öffentliche Träger übernommen werden sollen, ist ein kritischer Erfolgsfaktor der zu zahlende Kaufpreis. Diese Bewertung ist kritisch, wie die nachfolgenden Ausführungen zeigen.

IV. Verfahren der Kaufpreisfindung

Grundsätzlich besteht bei der Vergabe der Konzession an einen neuen Netzbetreiber ein Überlassungsanspruch gegenüber dem bisherigen Konzessionsnehmer. Dafür ist nach § 46 Abs. 2 EnWG (2005) eine „wirtschaftlich angemessene Vergütung“ zu zahlen. Darüber hinaus können in einem Konzessionsvertrag in Endschaftsbestimmungen Regelungen zur Ermittlung des Wertes der Netze getroffen worden sein. Zur Zeit des Abschlusses der heute auslaufenden Konzessionsverträge, die zu Beginn der 1990er-Jahre geschlossen wurden, wurde hier häufig der Sachzeitwert vereinbart (Zander et al. 2008).

Mit dem sog. „Kaufering-Urteil“ vom 16.11.1999 wird eine Endschaftsbestimmung, „die für die Übertragung des örtlichen Versorgungsnetzes auf die Gemeinde ein Entgelt in Höhe des Sachzeitwertes vorsieht [für unwirksam erklärt], wenn der Sachzeitwert den Ertragswert des Netzes nicht unerheblich übersteigt [...]“ (BGH 1999). Damit ist der Ertragswert, der in der Regel niedriger ausfällt als der Sachzeitwert und dann maßgeblich für die Kaufpreisbestimmung wird, das heute entscheidendere Bewertungsmaß. Begründet wird die Bedeutung des Ertragswertes als Messlatte damit, dass ein höherer Sachzeitwert ansonsten eine „prohibitive Wirkung“ auf einen Eigentümerwechsel entfalten könne, so dass das der Gemeinde zugestandene Recht einer Neuvergabe der Konzession alle 20 Jahre untergraben würde (Büdenbender et al. 2006).

In der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) legt der Gesetzgeber darüber hinaus fest, dass ein Neuerwerber für die Ermittlung der kostenbasierten Netzentgelte lediglich den Betrag für die Netze ansetzen darf, den das abgebende Unternehmen als kalkulatorischen Restwert in den eigenen Büchern führt. Weitgehende Vorgaben zur Ermittlung des kalkulatorischen Restwertes auf Grundlage der kalkulatorischen Abschreibungen macht § 6 StromNEV. Letztlich soll damit eine Abschreibung „unter null“ verhindert werden (Sauthoff et al. 2008). Wenn also ein Neukonzessionär einen überhöhten Sachzeitwert für die Netze bezahlt, kann er dennoch als Kosten nur die Abschreibungen und Zinsen für den kalkulatorischen Restwert geltend machen (Zander et al. 2008). Diese Regelungen der §§ 6 und 7 StromNEV (2005) dienen insbesondere dem Schutz vor der Umgehung der Abschreibungsregeln bei „konzerninternen Transaktionen [...] zu nicht marktüblichen Konditionen“ (Sauthoff et al. 2008, S. 579) und somit der „Gewährleistung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs“ (§ 6 Abs. 1 StromNEV 2005).

Auf Grundlage des Kaufering-Urteils kann somit davon ausgegangen werden, dass der maßgebliche Wert der objektive Ertragswert ist, also ein Wert „der für alle denkbaren Erwerber [nach] objektiven Kriterien zu ermitteln ist“ (Zander et al. 2008, S. 42). Auf diesen konzentriert sich auch die weitere Betrachtung bezüglich der Kaufpreisbestimmung. Probleme bei der Ermittlung der Ertrags- bzw. Sachzeitwerte entstehen häufig durch die hierfür notwendige Fülle von Daten, die in der Regel nur der abgebende Altkonzessionär besitzt. Zu diesen Daten gehören nach Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2010) Art, Umfang und Alter der verschiedenen Komponen-

ten des Elektrizitätsnetzes, die originären Anschaffungs- und Herstellungskosten, kalkulatorische Restwerte und kalkulatorische Nutzungsdauern und Bilanz- sowie Gewinn- und Verlustwerte des Konzessionsgebietes.

Wenn die Gemeinde keine vertraglichen Bestimmungen zur Informationsherausgabe gegen den Altkonzessionär geltend machen kann, besteht kein Anspruch auf Herausgabe. Zwar ist die Gemeinde verpflichtet, „die ihr zur Verfügung stehenden Informationen allen Interessenten gleichermaßen zur Verfügung zu stellen“ (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt 2010, S. 18), daraus lässt sich aber kein Anspruch gegenüber dem Altkonzessionär ableiten. Grundlegende Informationen über Umfang, Struktur, Alter, Zahl der Entnahmestellen etc. besitzt die Gemeinde allerdings in der Regel. Darüber hinaus sind die Netzbetreiber nach § 27 Abs. 2 StromNEV 2005 dazu verpflichtet, Informationen über Stromkreislänge und die jeweilige Spannungsebene, die installierte Leistung der Umspannebene, die entnommene Jahresarbeit, die Anzahl der Entnahmestellen, die Einwohnerzahl im Netzgebiet sowie die versorgte und die geographische Fläche des Netzgebietes im Internet zu veröffentlichen.

Diese Informationen sind für eine zuverlässige Ermittlung des Ertragswertes allerdings nicht ausreichend. Das vom Altkonzessionär wohl grundsätzlich zu erwartende opportunistische Verhalten stellt ein großes Risiko für den Neukonzessionär dar. Dessen Anspruch auf Herausgabe der Informationen besteht erst mit der Vergabe der Konzession durch die Gemeinde an ihn, da erst hier ein gesetzliches Schuldverhältnis entsteht. Erst vor dem anschließenden Abschluss des Überlassungsvertrags zwischen dem Alt- und dem Neukonzessionär kann der neue Netzbetreiber erstmals die Kostenstruktur des zu übernehmenden Netzes ermitteln, die einen großen Einfluss auf die zukünftige Kostenstruktur und damit auf die erzielbaren Erlöse, unter Berücksichtigung der durch die Regulierungsbehörde festgelegten Erlösobergrenze, hat (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt 2010). Mit den Daten des Sachanlagevermögens, aus welchen sich „die Kapitalkosten in Form von Abschreibungen, Eigen- und Fremdkapitalverzinsung und Gewerbesteuern“ (ebd., S. 19) ergeben, in Verbindung mit der eigenen Kosten- und Kapitalstruktur kann der Neukonzessionär die eigenen zu erwartenden Erlöse bestimmen. Für neu zu gründende Stadtwerke ohne Erfahrung ist dies eine schwierige Aufgabe, die weitere Risiken birgt.

Unter dem Regime der Anreizregulierung müssen die Netzbetreiber die von ihnen erhobenen Netzentgelte von der Bundesnetzagentur genehmigen lassen. Die Ermittlung der zulässigen Umsatzerlöse erfolgt auf Basis einer Kostenkalkulation der Netzbetreiber. Durch stochastische Verfahren wird die Effizienz der Netzbetreiber zu einer Referenzgruppe zugeordnet. Je ineffizienter ein Unternehmen ist, desto höher fallen die vorgegebenen jährlichen Erlösreduktionen aus. Ausgenommen von den Kostensenkungen ist der Anteil der dauerhaft nicht-beeinflussbaren Kosten, zu denen beispielsweise Konzessionsabgaben, Steuern und Kosten vorgelagerter Netze gehören. Nicht zu den dauerhaft nicht-beeinflussbaren Kosten gehören die Kapitalkosten für die Netze, obwohl die einzige kurzfristige Option zur Beeinflussung dieser Kosten wohl im Verkauf der Netze läge. Effizienzsteigerungen bei Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen wirken sich aufgrund der langen Abschreibungsdauern eher gering auf die Kosten aus (Zander et al. 2008).

Die Konsequenzen eines überhöhten Kaufpreises werden dadurch deutlich: Da Effizienzsteigerungen durch die Senkung von Kapitalkosten kaum möglich sind, würde der Kostendruck auf die Betriebskosten dadurch weiter erhöht und ein überhöhter Kaufpreis so zu eventuell unerreichbaren Effizienzforderungen im Betrieb führen. Im Falle der Eigentumsübertragung von Netzen gehen

gemäß § 26 Abs. 1 ARegV 2007 „die Erlösobergrenzen insgesamt auf den übernehmenden Netzbetreiber über“. Auf Antrag beider Netzbetreiber sind bei Übergang eines Netzes, das lediglich einen Teil des gesamten Netzes des Veräußerers ausmacht, neue Erlösobergrenzen festzulegen. Die Summe der Erlösobergrenzen darf die ursprünglich festgelegte Grenze für das gesamte Netz allerdings nicht überschreiten (§ 26 Abs. 2 ARegV 2007).

Das bedeutet für kleine Netzbetreiber, die am pauschalisierten Verfahren teilnehmen, dass sie bis zur zweiten Regulierungsperiode mit Erlösobergrenzen rechnen müssen, die auf Grundlage der Kostenstruktur von größeren Unternehmen festgesetzt wurden, deren tatsächliche Effizienz vermutlich über den von neuzugründenden Stadtwerken liegen. Da der objektive Ertragswert für die Kaufpreisbestimmung maßgeblich ist, kann ein neuzugründender kommunaler Netzbetreiber, der zunächst nicht mit einer hohen tatsächlichen Effizienz für sein Unternehmen rechnet, diese Tatsache nicht zur Reduktion des Kaufpreises nutzen.

Folgender Zusammenhang erhöht die Gefahr von Verlusten bei Rekommunalisierungsprojekten weiter: Der angesetzte Effizienzwert von 87,5% repräsentiert den vermuteten Durchschnitt aller Netzbetreiber und ist von kleinen Netzbetreibern mit bis zu 30.000 Anschlüssen frei „wählbar“, ohne dass sie sich einer eigenen Prüfung unterziehen. Die Intention hinter diesem Vorgehen war, neben einer Entlastung der Bundesnetzagentur vom anfänglichen Aufwand der Effizienzbestimmung aller Netzbetreiber, eine Entschärfung der Vorgaben der Anreizregulierung für kleine kommunale Netzbetreiber. Effizienzsteigerungsvorgaben für diese Unternehmen sind somit auf Kostenreduktionen von maximal 12,5% begrenzt. Die Tatsache, dass kleine Unternehmen den pauschalisierten Effizienzwert von 87,5% häufig lieber wählen, als sich prüfen zu lassen, deutet darauf hin, dass sie ihre tatsächliche Effizienz eher noch niedriger einschätzen.

Der tatsächliche bundesdeutsche Durchschnitt liegt jedoch bei 92,2% und damit fast fünf Prozentpunkte höher (Kurth 2009). Die großen Netzbetreiber mit mehr als 100.000 Anschlüssen, die häufig die abgebenden Unternehmen bei Rekommunalisierungen sind, kommen sogar auf einen durchschnittlichen Effizienzwert von 94,2%. Bei der Übernahme der Netze durch kleine Unternehmen wird der häufig höher festgesetzte Effizienzwert bzw. die Erlösobergrenze des abgebenden Unternehmens mit übernommen, so dass der vorgegebene Kostenreduktionspfad in den Folgejahren bis zur zweiten Regulierungsphase zwar relativ flach verläuft, allerdings müssen die hinsichtlich der Kostenstruktur vermeintlich weniger effizienten Unternehmen so schnell ein niedrigeres Kostenniveau erreichen, um wirtschaftlich zu agieren.

Wenn ein Neukonzessionär lediglich einen Teil eines Netzes und den Effizienzwert des Altkonzessionärs übernimmt, kann es beim übernommenen Netzbereich aufgrund einer günstigen Anlagenstruktur mit niedrigen Kapitalkosten und hoher Verdichtung (bspw. innerstädtische Netze) auch zu einem umgekehrten Effekt kommen. Wenn der neue Netzbetreiber diesen Netzbereich zu niedrigeren spezifischen Kosten betreiben kann als das abgebende Unternehmen bzw. wenn die Erlösobergrenze aufgrund des vorher kostenintensiven Gesamtnetzes sehr hoch angesetzt ist, sind auch die zulässigen Gewinne höher. Da dieser Effekt allerdings den Ertragswert des übernommenen „Filetstücks“ objektiv erhöht, wird auch ein höherer Kaufpreis zu zahlen sein, zudem kann der Effekt nur bis zum Beginn der zweiten Regulierungsperiode ausgenutzt werden, da dann eine neue Kostenermittlung stattfindet (Zander et al. 2008). Beim Herauslösen eines regionalen Mittelzentrums aus einer Region mit insgesamt kleinteiliger und weitläufiger Siedlungsstruktur aus dem Netz eines Regionalversorgers dürfte dieser Effekt stark auftreten.

Auch in technischer Hinsicht müssen die Netze entflochten werden, wenn ein Teil eines Netzes oder ein ganzes Netz den Eigentümer wechselt, insbesondere um eine physische Zurechenbarkeit der Stromverbräuche zu gewährleisten. Der Umfang der Investitionen in die Entflechtungsmaßnahmen ist dabei sehr unterschiedlich und stark von regionalen Gegebenheiten bestimmt. Wenn der Konzessionsvertrag keine Regelungen darüber enthält, wer die Kosten zu tragen hat, ist davon auszugehen, dass abgebender und übernehmender Netzbetreiber jeweils die Entbindungskosten tragen, die in ihren Bereichen entstehen. Durch die Kostenteilung wird verhindert, dass große Netzbetreiber Ortsnetze so stark in ihre Netze einbinden, dass eine Entflechtung, und damit ein Wechsel des Konzessionsnehmers, durch die hohen Kosten praktisch verhindert wird (Wübbels 2011).

V. Empirische Beispiele für Rekommunalisierungen von Stromnetzen

Da die Entflechtung der Stromnetze und die hierbei entstehenden Kosten in hohem Maße von regionalen und lokalen Gegebenheiten abhängen, soll nun beispielhaft anhand von zwei Fallstudien der Gemeindewerke Umkirch (GWU) und der Stadtwerke Landsberg auf Entflechtungskosten eingegangen werden, die über Interviews erhoben wurden. Dabei werden weitere praxisbezogene Hürden einer Rekommunalisierung deutlich.

Die Gemeinde Umkirch mit ca. 5.000 Einwohnern und ca. 3.000 Zählerstellen hat ihre Stromnetze im Januar 2010 von EnBW übernommen, nachdem das Netz nicht mehr in zeitgemäßem Zustand erschien und die Versorgungssicherheit als kritisch bezeichnet wurde. Im bundesdeutschen Vergleich dürfte hier ein seltener Ausnahmefall vorliegen, in dem die Versorgungsqualität des privaten Energieversorgers tatsächlich schwach war. Trotz eines Angebots von EnBW, in den folgenden Jahren 750.000 € in die Netze zu investieren, entschied sich die Gemeinde zur Gründung von Gemeindewerken. Dies geschah in Kooperation mit der Freiburger Energieversorgerin badenova AG, die eine 40%ige Beteiligung an den GWU hält. Die GWU beschäftigen heute außer den zwei nebenberuflichen Geschäftsführern eine weitere Angestellte. Unterstützt wird sie durch Mitarbeiter im Rathaus, die Aufgaben im Kunden- und Verwaltungsbereich übernehmen. Sowohl die technische als auch die kaufmännische Betriebsführung werden von externen Dienstleistern erbracht.

Der Netzkaufpreis wurde nach Verhandlungen mit EnBW festgelegt. Im Zusammenhang mit der Übertragung der Erlösobergrenze waren die Verhandlungen nach Aussage des Geschäftsführers eher unkompliziert. Anhand des Beispiels Umkirch wird deutlich, dass die Entflechtungskosten gerade bei kleinen Netzen verhältnismäßig hoch sein können. Sie bewegten sich in Umkirch in einer Größenordnung, die „mehr als der Hälfte des Kaufpreises“ entsprach. Aufgrund der schlechten Versorgungssicherheit investierten die GWU nach der Rekommunalisierung zusätzlich ca. 800.000 € in die neue Erschließung mit Doppelkabel und Ringschlüssen innerhalb des Netzes. Der im Verhältnis zum Kaufpreis relativ hohe Preis der Entflechtung ist zu einem wesentlichen Teil auf die geringe Größe des Netzes zurückzuführen, dennoch dürfte die Tatsache, dass diese aufgrund der gesetzlichen Bestimmungen nicht über Netznutzungsentgelte refinanziert werden können, gerade für kleine Gemeinden eine große Hürde bei der Rekommunalisierung darstellen und die Aussicht auf einen wirtschaftlichen Betrieb schrumpfen lassen. Eine Rekommunalisierung

wird in derartigen Fällen aufgrund der Höhe der Transaktionskosten nur dann Sinn machen, wenn die Gemeinde den Netzbetrieb langfristig übernimmt, damit die technischen Investitionen über einen langen Zeitraum abgeschrieben werden können. In diesem Fall ist die Gemeinde allerdings über einen langen Zeitraum in der Zukunft an Entscheidungen aus der Vergangenheit gebunden. Die Stadt Landsberg in Bayern mit ca. 24.000 Einwohnern und 16.000 Anschlüssen hat ihre Stromnetze im Januar 2011 vom vorherigen Betreiber LEW Verteilnetz GmbH, dem regionalen Verteilnetzbetreiber des RWE-Konzerns in Bayerisch-Schwaben, übernommen. Die Stadtwerke Landsberg existierten schon zuvor, so dass der Stromnetzbetrieb lediglich integriert werden musste. Die Stadtwerke werden in Form eines Kommunalunternehmens in öffentlicher Rechtsform geführt, die Gemeinde ist somit zu 100% Eigentümerin des Unternehmens. Die Netzübernahme in Landsberg war in erster Linie politisch motiviert, um das Stromnetz wieder in kommunaler Hand zu haben und so auch Arbeitsplätze schaffen zu können.

Die Kaufpreisverhandlungen mit der LEW Verteilnetz GmbH auf Basis des objektiven Ertragswertverfahrens waren aufgrund der zunächst unklaren Rechtslage bezüglich der beiden Verfahren, der nicht definierten Berechnungsmethodik hinsichtlich der Ertragswertmethode, der Einigung über die anteilig übergelende Erlösobergrenze und der geringen Auskunftsbereitschaft des bisherigen Betreibers kompliziert und dauerten mehr als einhalb Jahre. Wirtschaftliche Schwierigkeiten im Betrieb ergeben sich insbesondere aus der gleichzeitigen Übernahme des Effizienzwertes von 100%, der niedrige zulässige Netznutzungsentgelte mit sich bringt. Allerdings wurde als Basis für die zweiten Regulierungsperiode 2011 eine neue Kostenschätzung durchgeführt, so dass ab 2014 zunächst höhere Netzentgelte zulässig sind.

Die Kosten der Netzentflechtung beziffern sich hier auf weniger als 5% des Netzkaufpreises. Höhere Entflechtungskosten werden auf die häufige Schwierigkeit zurückgeführt, dass die „Netzgrenze irgendwo mitten durch das Umspannwerk“ verlaufe. Je nach Kooperationsbereitschaft des vorgeschalteten Netzbetreibers und technischen Gegebenheiten fallen so sehr unterschiedliche Entflechtungskosten an. Die Qualität der übernommenen Netze war in Landsberg gut bis durchschnittlich. Hinsichtlich der Entflechtungskosten und Qualität der Netze wird ein klarer Unterschied zum Fall Umkirch deutlich, wobei die Umstände in Landsberg eher dem deutschen Durchschnitt entsprechen dürften.

Den Netzbetrieb erbringen die Stadtwerke Landsberg als einer der seltenen Ausnahmefälle bei jüngeren Rekommunalisierungen weitestgehend selbst. Dafür sind 4,5 Stellen im kaufmännischen und 6,0 im technischen Bereich besetzt. Neben kleineren Anfangsschwierigkeiten bezüglich der Datenübernahme und Abrechnung von bzw. mit dem vorherigen Netzbetreiber war insbesondere der Aufwand bezüglich des Regulationsmanagements, des Vertragsschlusses und der Abrechnung mit Stromlieferanten groß. Die Notwendigkeit eines eigenen Vertrags für jeden Stromlieferanten, der im Netzgebiet tätig ist, sogar wenn dieser im Extremfall nur einen Kunden versorgt, und die Abrechnung von Mehr- oder Minderverbräuchen, war wohl mit einem recht hohen Aufwand verbunden.

Eine weitere Schwierigkeit bestand im Personalbereich darin, dass das fachliche Know-how der wenigen Mitarbeiter wesentlich breiter sein muss, als das bei großen Netzbetreibern der Fall ist, die für jede Fragestellung eine spezialisierte Abteilung haben. Zukünftige Herausforderungen durch den aufgrund der Anreizregulierung gesteigerten Kostendruck und technische Neuerungen im Messwesen wie bspw. das Smart Metering lassen die Situation weiterhin angespannt.

VI. Kapital- und Betriebskosten von kommunalen Netzbetreibern

In diesem Kapitel wird auf die Kostenstruktur von Netzbetreibern eingegangen, bevor sie in Kapitel 7 empirisch überprüft wird. Darauf aufbauend kann auch eine erste Aussage hinsichtlich der Existenz von positiven Skaleneffekten im Netzbetrieb getroffen werden. Die Kostenstruktur kommunaler Netzbetreiber wird nachfolgend in Kapitalkosten und Betriebskosten untergliedert. Da die dnk ihrer Höhe nach nicht beeinflussbar sind und vollständig durch die genehmigten Netznutzungsentgelte refinanziert werden, wird nachfolgend nicht weiter auf sie eingegangen.

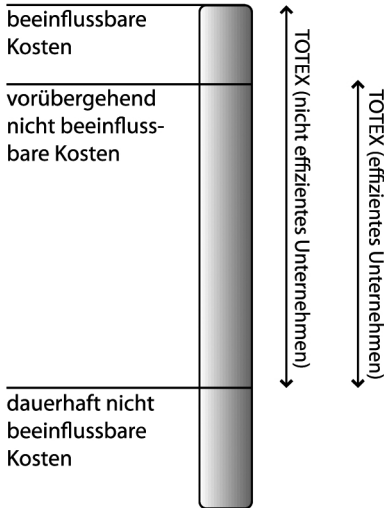


Abbildung 3: Effiziente und ineffiziente Gesamtkosten.

Quelle: Eigene Darstellung.

Die vorübergehend nicht-beeinflussbaren und die beeinflussbaren Kosten setzen sich aus Kapitalkosten und Betriebskosten zusammen, gemeinsam bilden sie die Gesamtkosten (TOTEX). Bei einem zu 100% effizienten Netzbetreiber entspricht TOTEX den vorübergehend nicht-beeinflussbaren Kosten. Bei einem nicht zu 100% effizienten Betreiber ist TOTEX mit dem eigenen Effizienzwert zu multiplizieren, um den Kostenzielwert, der nach dem Ablauf der beiden Regulierungsperioden zu erreichen ist, zu erhalten. Abbildung 3 verdeutlicht diesen Sachverhalt. Die Struktur dieser, unter dem gegebenen regulatorischen Umfeld äußerst relevanten Kosten, wird nachfolgend genauer betrachtet.

Die Anlageintensität von netzgebundenen Infrastrukturen ist insbesondere aufgrund der Leistungsgebundenheit sehr hoch, was hohe Kapitalkosten induziert. Kapitaldienste werden in der Literatur als Einheit aus kalkulatorischen Zinsen und Abschreibungen betrachtet, „welche [...] die Amortisation und Verzinsung des eingesetzten Kapitals sicherzustellen haben“ (Haubold 2007, S. 86).

Die Kapitalkosten im hier definierten Sinne werden nachfolgend als Summe aus Zinsen (sowohl kalkulatorischen Eigenkapital- als auch Fremdkapitalzinsen) und kalkulatorischen Abschreibungen gerechnet. Mit dem Ziel und der Vorgabe der Substanzerhaltung kann zur Bestimmung der Höhe dieser Kosten eine Kapitalkostenannuität ermittelt werden. Die dafür notwendigen Werte sind die Annuitätendauer (lineare Abschreibungsdauer), der Annuitätenzins und der zu annuisierende Betrag. Dieser Betrag ist entweder der kalkulatorische Restbuchwert oder der Tagesneuwert. Für die Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten auf Tagesneuwerte werden spezifische Preisindizes verwendet (Gerdes et al. 2008).

Sowohl die Werte für die Abschreibungsdauer als auch die für Annuitätenzinsen sind über die StromNEV weitestgehend vorgegeben. Erstere finden sich für verschiedene Anlagengruppen in Anlage 1 der StromNEV, für letztere macht § 14 Abs. 2 ARegV 2007 bzw. §§ 6-7 StromNEV (2005) weitere Vorgaben. Diese besagen, dass sich der Annuitätenzins aus drei Teilen zusammensetzt. Der erste, mit einem Anteil von 40%, ist der vorgegebene Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen, derzeit 9,29%. Die restlichen 60% gelten als Fremdkapital, davon sind 25% als unverzinslich anzusehen und weitere 35% als verzinslich in der Höhe „der auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.“ (§ 14 Abs. 2 ARegV 2007). Konstante Reinvestitionen in Höhe der Abschreibungen vorausgesetzt, kann somit von weitestgehend konstanten Kapitalkosten ausgegangen werden. Da der Kostendruck einen kurzfristigen Anreiz bietet, Erneuerungsinvestitionen zu unterlassen und so die Gesamtkosten zu senken, existiert eine vom Gesetzgeber vorgegebene Qualitätskomponente in der Regulierung (Stender 2008).

Eine pauschale Ermittlung der Betriebskosten von Netzbetreibern hingegen ist aufgrund verschiedener Faktoren nur unter Vorbehalt zulässig. Dies ist insbesondere auf die folgenden drei Gründe zurückzuführen:

- Die Fertigungstiefe der Netzbetreiber bzw. Energieversorgungsunternehmen ist sehr unterschiedlich. Während einige Unternehmen einen Großteil der Leistungen selbst erbringen, ist die Fertigungstiefe anderer Unternehmen sehr gering, und ein Großteil der Leistungen wird durch Dritte erbracht. Dadurch ist eine Ermittlung einer typischen Verteilung der Betriebskosten nach Kostenarten nur bedingt aussagekräftig.
- Die Netzbetreiber verfolgen sehr unterschiedliche Strategien bezüglich der Aktivierung von Erneuerungs- und Instandhaltungsmaßnahmen der Netze (Zander et al. 2008). Dies führt nicht nur zu Schwierigkeiten bei einer Substanzwertermittlung, sondern hat auch Einflüsse auf die Kostenstruktur. Aktivierungen reduzieren einerseits zwar die Betriebskosten, erhöhen aber die Kapitalkosten. Darüber hinaus sind Substitutionen von Kapital und Arbeit auch durch die Wahl der technischen Betriebsmittel leicht möglich, Transformatoren beispielsweise können wartungsintensiv und günstig oder wartungsarm und teurer sein (Cronin/Motluk 2011; Kremp/Radtke 2009).
- Da Netzbetreiber häufig auch in anderen Sparten des Stromsektors aktiv sind, ist anzunehmen, dass eine exakte Zuordnung der angefallenen Gemeinkosten auf die einzelnen Wertschöpfungsstufen, gerade bei kleinen Energieversorgern, nicht immer erfolgt.

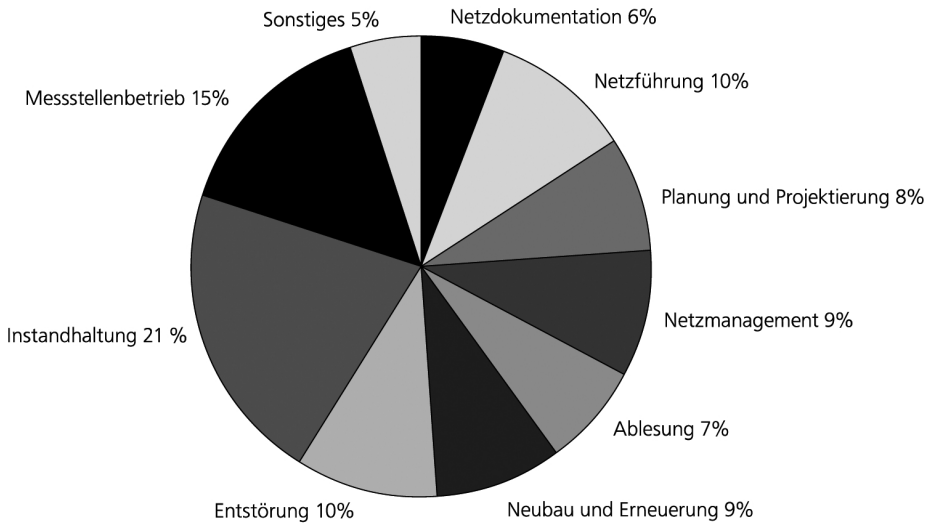


Abbildung 4: Anteilige Prozesskosten eines Stromnetzbetreibers

Quelle: Eigene Darstellung nach Kremp & Radtke (2009).

Unter Berücksichtigung dieser Schwierigkeiten bieten Kremp und Radtke (2009) eine Aufschlüsselung der durchschnittlichen Prozesskosten eines Netzbetreibers mit hoher Fertigungstiefe. Über die Aktivierungs- und Investitionspolitik des Netzbetreibers kann hier keine Aussage getroffen werden. Allerdings wählten die Netzbetreiber in der Vergangenheit grundsätzlich eher hohe Aktivierungsgrenzen, gehen nun aber anscheinend zunehmend zu einer umgekehrten Politik über. Eine Orientierung hinsichtlich der Verteilung der verschiedenen Kosten auf die Netzprozesse ist in Abbildung 4 gegeben. Deutlich wird insbesondere hinsichtlich der Prozesse „Planung und Projektierung“ sowie „Neubau und Erneuerung“, beides offensichtlich Netzanlagevermögen erhaltende Prozesse, dass eine Aktivierung der hier angefallenen Kosten eine Reduktion der Betriebskosten um knapp 20% nach sich zieht.

VII. Empirische Untersuchung der Kostenstruktur von kommunalen Netzbetreibern

Nachfolgend wird untersucht, inwieweit die Verhältnisse von Kapital- und Betriebskosten in der Praxis übereinstimmen bzw. voneinander abweichen. Mit der Auswertung der Verhältnisse von Kapital- zu Betriebskosten bzw. Gesamtkosten auf Grundlage von anonymisiert zur Verfügung gestellten realen Unternehmensdaten von 40 kommunalen Netzbetreibern wird gezeigt, ob sich Aussagen über eine „typische“ Kapitalstruktur treffen lassen, und es soll beispielhaft überprüft werden, ob bei verhältnismäßig hohen Betriebskosten aufgrund der unterschiedlichen Aktivierungspolitik regelmäßig niedrige Kapitalkosten vorliegen. Außerdem wird untersucht, inwieweit

sich die Kostenstruktur kleiner Netzbetreiber von der großer unterscheidet und ob Skalenvorteile erkennbar sind.

Als Datenbasis stehen die Input-Parameter Betriebskosten und Kapitalkosten sowie eine Reihe von Output-Parametern bzw. Strukturdaten bezüglich des Netzes und des Netzgebiets zur Verfügung. Die Daten beziehen sich auf das Jahr 2006, das Jahr der letzten regulatorischen Kostenprüfung. Die Auswahl der Unternehmen erfolgte mit Blick auf die Verteilung über verschiedene Größenklassen. Zur Auswertung der Daten wurden die Netze nach versorgter Einwohnerzahl in fünf Größenklassen unterteilt, wobei die kleinste Klasse Gemeinden unter 10.000 Einwohnern erfasst und die größten Netzgebiete mit über 300.000 bis ca. 600.000 versorgten Einwohnern klassifiziert sind.

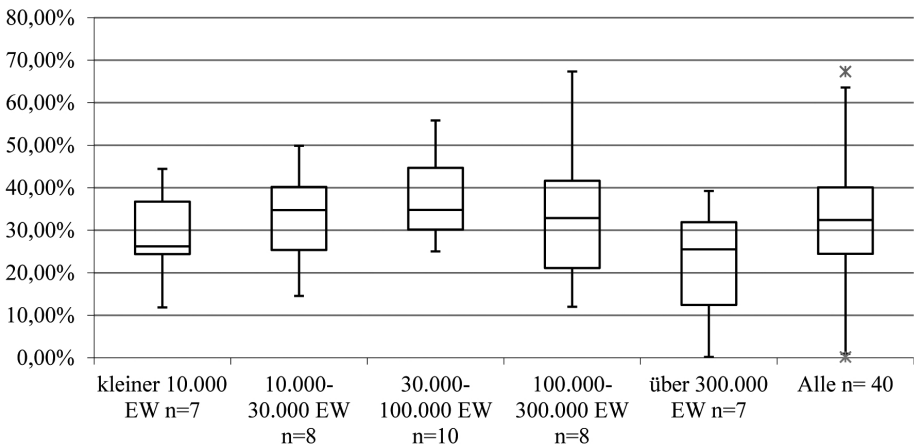


Abbildung 5: Whisker Box-Plot der Anteile der Kapitalkosten an den Gesamtkosten

Quelle: Eigene Darstellung.

Zur Analyse des Verhältnisses von Kapital- zu Betriebskosten wird der Anteil der Kapitalkosten an den Gesamtkosten untersucht. Einen Überblick über die Verteilung der Anteile der Kapitalkosten an den Gesamtkosten in den zuvor erläuterten Größenkategorien sowie die Verteilung in der gesamten Stichprobe, bietet der nachfolgende Whisker Box-Plot, der in Abbildung 5 dargestellt ist.

Die Median-Werte, die in der Abbildung der jeweils inneren horizontalen Linie entsprechen, liegen zwischen 25,5% und 35,0%, das untere und obere Quartil, die entsprechend durch die untere bzw. obere horizontale Linie dargestellt werden, liegen zumeist zwischen 20% und 40%. Der Median der gesamten Stichprobe liegt bei 32,5%, der Box-Plot ist relativ symmetrisch und es gibt lediglich zwei Ausreißer. Es lässt sich festhalten, dass die Kapitalkosten durchschnittlich einen Anteil von knapp über 30% an den Gesamtkosten ausmachen. Bei hohen Abweichungen von diesem Wert ist eine detaillierte Analyse von Kapital- und Betriebskosten empfehlenswert.

Häufig wird kleinen Netzbetreibern unterstellt, sie könnten im Wettbewerb mit großen Netzbetreibern nicht konkurrieren, da Skalenvorteile fehlten. Sofern dies zuträfe, wäre die Rekommunalisierung gerade für die Gruppe der kleinsten Gemeinden bis 10.000 Einwohner mit dem größten

Potential (Anteil privater Versorger > 50%) eine vermutlich häufig nicht empfehlenswerte Vorgehensweise. Zwar schließen sich diese Gemeinden häufig in Kooperationen zusammen, dennoch könnten potentielle positive Skaleneffekte kaum in dem Ausmaß erreicht werden wie von den großen privaten Energieversorgern. Nachfolgend soll anhand der Stichprobe deshalb untersucht werden, inwieweit bei kommunalen Versorgern kostenseitig positive Skaleneffekte erkennbar sind.

Bei einer qualitativen Analyse der Frage wird zunächst deutlich, dass ein Großteil der Kosten von Netzbetreibern fixe Kosten sind, die aufgrund der Anlageintensität und der Notwendigkeit des Anschlusses jedes einzelnen Hauses sowie der Ablesung von Zählern entstehen, die unter den gegebenen technischen Voraussetzungen kein großes Potential zur Kostensenkung erkennen lassen. Eine Beeinflussung der Gesamtkosten ist also nur in den anderen Netzprozessen möglich, allerdings erscheinen die Potentiale durch Normierungs- und Automatisierungsmaßnahmen auch hier begrenzt. Zuletzt haben Cronin und Motluk (2011) in einer Untersuchung von 19 kommunalen Netzbetreibern in der Provinz Ontario in Kanada keine positiven Skaleneffekte ermitteln können. Vorangegangene Untersuchungen zeigten ein gemischtes Bild bezüglich der Existenz von Skaleneffekten bei Verteilungsunternehmen.

Für die nachfolgenden Untersuchungen werden die vereinfachenden Annahmen getroffen, dass sich der Output eines Versorgungsunternehmens anhand der Anschlüsse (entspricht den angeschlossenen Zählern) und der Leitungslänge ausreichend erfassen lässt. Als Inputgrößen dienen die Gesamtkosten bzw. die Summe aus Kapital- und Betriebskosten. Es ist anzumerken, dass sich die lokalen Struktur- und weitere Output-Parameter wie insbesondere die versorgte Fläche, der Zersiedelungsgrad, der Verkabelungsgrad sowie die Jahreshöchstlasten und Jahresgesamtabgaben kostenseitig stark auswirken können. In Abbildung 6 sind die durchschnittlichen Leitungsmeter und die durchschnittlichen Gesamtkosten pro installiertem Zähler, unterteilt nach Größenklassen der Kommunen, abgetragen. Mit der Normierung der Leitungslänge und der Gesamtkosten auf die Anzahl der Anschlüsse sind der wichtigste Input-Parameter und zwei wichtige Output-Größen erfasst. Ein höherer Wert der Leitungsmeter pro Zähler deutet dabei auf eine geringere Siedlungsdichte hin, was im Folgenden mit einem höheren Output gleichgesetzt wird.

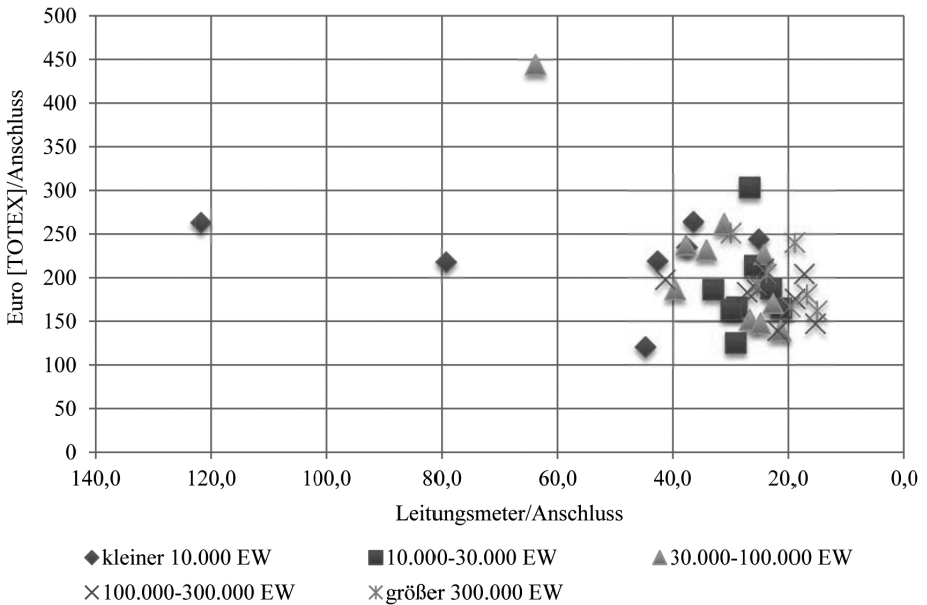


Abbildung 6: Kosten pro Anschluss und Meter Leitung pro Anschluss

Quelle: Eigene Darstellung.

Es zeigt sich, dass der Großteil der Gemeinden durchschnittliche Leitungslängen von 15 m bis ca. 40 m pro Anschluss hat. Die Zählerdichte steigt erwartungsgemäß mit der Größe der Kommunen. Die Gesamtkosten, umgerechnet auf die Zähler, liegen für die große Mehrheit der Netzgebiete zwischen 150 € und 250 €. Ein Kostenvorteil der großen Kommunen ist nicht zu erkennen. Trotz höherer Anschlussdichte sind die Kosten pro Zähler in (Groß-)Städten kaum niedriger als in sehr kleinen Netzgebieten. Überraschend ist in dieser Hinsicht vor allem die Tatsache, dass sogar die beiden Gemeinden aus der Gruppe mit weniger als 10.000 Einwohnern und sehr hohen Werten von 79 bzw. 122 Leitungsmetern pro Anschluss keine oder kaum höhere Kosten pro Zähler aufweisen als wesentlich größere Gemeinden mit höherer Dichte.

Eine weitere Untersuchung auf mögliche Skaleneffekte wird in Abbildung 7 anhand einer linearen Regressionsanalyse vorgenommen. Die abhängigen Variablen sind dabei die Gesamtkosten, die gegenüber der absoluten Zahl der Anschlüsse analysiert werden. Die Regressionsanalyse der Gesamtkosten in Abhängigkeit von den Anschlüssen liefert hierbei ebenfalls keine Anhaltspunkte für die Existenz von positiven Skaleneffekten. Eine separate Betrachtung der unteren drei Größenklassen bis 40.000 Anschlüsse bzw. 10 Mio. Euro Gesamtkosten liefert qualitativ identische Resultate. Auch hier sind keine positiven Skaleneffekte erkennbar, was unsere bisherigen Ergebnisse weiter unterstreicht.

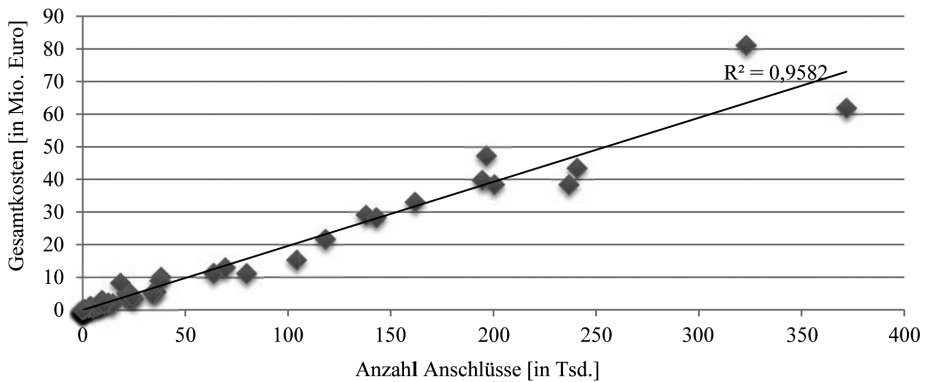


Abbildung 7: Gesamtkosten in Abhängigkeit von der Anzahl der Anschlüsse

Quelle: Eigene Darstellung.

Darüber hinaus zeigt eine separate Betrachtung der Kapital- und Betriebskosten in Abhängigkeit von der Anzahl der Anschlüsse, dass die bisherigen Ergebnisse auf diese Kennzahlen grundsätzlich übertragbar sind. Zwar zeigt sich zunächst insbesondere für die Kapitalkosten ein weniger eindeutiges Bild, allerdings ist dieses Ergebnis durch die Substituierbarkeit von Kapital- und Betriebskosten erklärbar. Eine Verdeutlichung des Zusammenhangs wird beispielhaft anhand der Verbindung von jeweils zusammengehörigen Kapital- und Betriebskosten mittels vertikaler Linien erreicht. Es wird ersichtlich, dass überdurchschnittlich hohe Kapitalkosten häufig unterdurchschnittliche Betriebskosten mit sich bringen und umgekehrt.

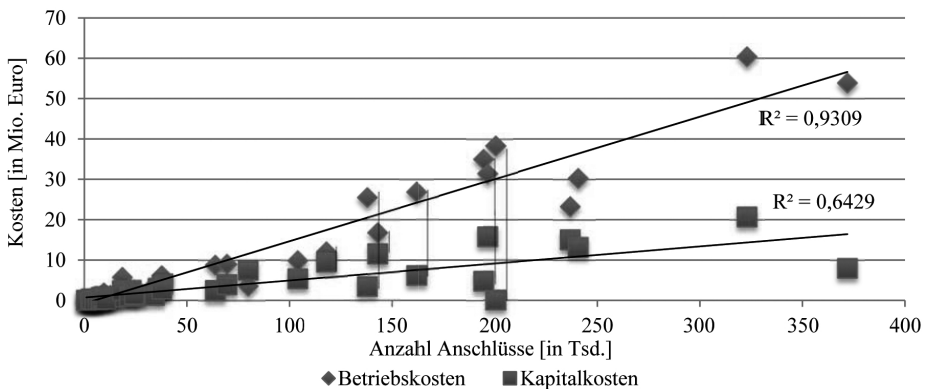


Abbildung 8: Anschlüsse gegenüber Betriebs- und Kapitalkosten

Quelle: Eigene Darstellung.

Es lassen sich aber auch Gegenbeispiele finden. Auch hier liefert eine separate Betrachtung der unteren drei Größenklassen keine Anhaltspunkte hinsichtlich der Existenz von Skaleneffekten. Die Substituierbarkeit von Kapital- und Betriebskosten ist hier aber weniger deutlich zu erkennen.

VIII. Zusammenfassung und Ausblick

Die Untersuchung der Rekommunalisierung von netzgebundenen Infrastrukturen hat eine differenzierte Analyse der häufig normativ geprägten Debatte in Deutschland möglich gemacht. Es zeigt sich, dass Kommunen, die sich für Rekommunalisierungen ihrer Stromnetze entscheiden, dies meist auf Grundlage von politischen oder fiskalischen Zielen tun. Die Wahrung des kommunalen Einflusses, die effektive Erfüllung der Daseinsvorsorge sowie die Generierung von Einnahmen im Zeitverlauf sind dabei die meistgenannten. Die Nachvollziehbarkeit der Motivation, hinsichtlich des eigenen Einflusses auf die Daseinsvorsorge, ist allerdings schwierig und die Zulässigkeit der fiskalischen Zielsetzungen umstritten.

Fraglich ist, in welcher Hinsicht die Gemeinden beim Betrieb der Stromnetze und der Sicherstellung der Daseinsvorsorge ihren durch eine Rekommunalisierung gewonnenen Einfluss nutzen wollen. Eine mangelhafte qualitative und quantitative Versorgung ist bei 98,3% der privat versorgten Kommunen nicht gegeben, denn auch für private Betreiber macht der Gesetzgeber weitreichende Vorgaben bezüglich Anschluss- und Versorgungssicherheit, was dieses häufig genannte Argument für Rekommunalisierung entkräftet.

Der kommunale Einfluss auf die Preisgestaltung und die Möglichkeit der Weitergabe von günstigen Netzentgelten an Bevölkerung und lokale Wirtschaft ist ebenfalls beschränkt, setzt er doch einen hocheffizienten Betrieb der Netze voraus. Dass ein grundsätzlich effizienter Betrieb auch von kleinen kommunalen Unternehmen geleistet werden kann, wurde gezeigt, allerdings sind überhöhte Monopolrenditen von privaten Versorgern durch eine strikte Anreizregulierung seit einigen Jahren nicht mehr realisierbar. Widersprüchlich gegenüber dem Argument günstiger Preise für die Verbraucher ist darüber hinaus auch das Ziel der Generierung von Einnahmen für die Gemeinde.

Die größten Risiken bei einer Rekommunalisierung liegen vor allem in der Kaufpreisfindung. Es konnte gezeigt werden, dass eine fehlerhafte Preisbestimmung unter dem Regime der Anreizregulierung zu langjährigen finanziellen Belastungen für die Kommune führen kann. Wird hingegen ein angemessener Kaufpreis gezahlt, können auch kleinere, kommunale Unternehmen wirtschaftlich tätig sein und damit einen positiven Beitrag zum kommunalen Haushalt leisten. Abschließend ist festzuhalten, dass in Anbetracht der finanziellen Risiken, die mit einer Rekommunalisierung einhergehen und die in letzter Konsequenz von der Bevölkerung getragen werden, insbesondere weniger solvente Kommunen eine derart weitreichende Entscheidung nur nach äußerst sorgfältigen und von politischen Ideal- und Zielvorstellungen befreiten Abwägungen treffen sollten.

Abstract

Philipp Meyer-Gohde, Steffen Meinshausen, Dirk Schiereck and Paschen von Flotow; Disentanglement and Re-municipalization of Grid-connected Infrastructure

Corporate Valuation; Cost Structure; Grid-connected Infrastructure; Privatization; Re-municipalization; Utilities

The following study examines the financial consequences of the re-municipalization measures in the liberalized German electricity sector. Initially, arguments for privatization of this sector as well as the municipalization of the grid-connected infrastructure are developed while also difficulties in determining the purchase price are described. Besides, the study analyzes from an empirically point of view the cost structure of utilities and shows with respect to which dimensions benefits may be attained through municipal ownership.

Literaturverzeichnis

- Agne, S., Hoffjan, A., & Ufer, H.-W. (2011). Zur Interdependenz von Regulierung und interner Unternehmensrechnung – Netzübergänge im Rahmen der Anreizregulierung. *Zeitung für betriebswirtschaftliche Forschung*, 63(Mai), S. 278-302.
- Becker, P. (2011). *Aufstieg und Krise der deutschen Stromkonzerne : zugleich ein Beitrag zur Entwicklung des Energierechts* (2. Aufl.). Bochum: Ponte Press.
- BGH. (1999). Bundesgerichtshof: Urteil vom 16.11.1999 – KZR 12/97. Abgerufen am 12.1.2012, von <http://lexetius.com/1999,1141>.
- Bremeier, W., Brinckmann, H., & Kilian, W. (2006). Kommunale Unternehmen in kleinen und mittelgroßen Kommunen sowie Landkreisen. In W. Killian, P. Richter & J. H. Trapp (Hrsg.), *Ausgliederung und Privatisierung in Kommunen : empirische Befunde zur Struktur kommunaler Aufgabenwahrnehmung*. Berlin: Edition Sigma.
- Büdenbender, U., Rosin, P., & Bachert, P. (2006). *Kaufpreis und Ertragswert von Stromverteilernetzen nach der Energierechtsreform 2005*. Essen: Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft mbH.
- Bundesnetzagentur, & Bundeskartellamt. (2010). *Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers*.
- Cronin, F. J., & Motluk, S. A. (2011). The Effects of Firm Boundary and Financing Constraints on Utility Costs: The Case of Municipally Owned Electricity Distribution Utilities. *Annals of Public and Cooperative Economics*, 82(3), S. 277-299.
- Gerdes, K., Marquardt, F., Zöckler, J.-F., Brummer, O., Elert, N., Otto, S.-J., & Speier, Y. (2008). *Anreizregulierung*. In PricewaterhouseCoopers AG WPG (Hrsg.), *Entflechtung und Regulierung* (S. 431-476). Freiburg, Berlin, München: Haufe Mediengruppe.
- Gericke, U. (2012). *Rekommunalisierung geht häufig auf Kosten der Bürger*. *Börsen-Zeitung*, 31.7.2012, S. 8.
- Haubold, S. (2007). *Kapitalkosten regulierter Stromnetzbetreiber*. Frankfurt am Main, Berlin, Bern: Peter Lang Verlagsgesellschaft.
- Konstantin, P. (2009). *Praxisbuch Energiewirtschaft : Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt* (2. Aufl.). Berlin, Heidelberg: Springer.
- Kremp, R., & Radtke, O. (2009). *Kostenmanagement im Rahmen der Anreizregulierung*. et – *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 59(1/2), S. 80-84.
- Kurth, M. (2009, 2.4.2009). *Bundesnetzagentur will Innovationsschub für moderne Infrastrukturen*. Abgerufen am 14.1.2012, von <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2009/090402Jahresbericht2008.html?nn=144146>
- Pielow, C. (2011). *Ausgewählte Wirtschaftsbereiche § 54 Kommunale Energiewirtschaft* In T. Mann & G. Püttner (Hrsg.), *Handbuch der kommunalen Wissenschaft und Praxis Band 2: Kommunale Wirtschaft* (S. 555-584). Berlin, Heidelberg: Springer.
- Ridder, N. (2007). *Vom monopolistischen Stromversorger zum kundenorientierten Energiedienstleister: die strategische Neuausrichtung kommunaler Energieversorgungs-unternehmen im liberalisierten deutschen Strommarkt*. Hamburg: Verlag Dr. Kovač.
- Röber, M. (2009). *Privatisierung adé? Rekommunalisierung öffentlicher Dienstleistungen im Lichte des Public Managements*. *Verwaltung & Management*, 15(5), S. 227-240.
- Rottmann, O., & Grotowski, T. (2011). *Renaissance der Kommunalwirtschaft – Rekommunalisierung öffentlicher Dienstleistungen*. München, Leipzig: Kompetenzzentrum für öffentliche Wirtschaft und Daseinsvorsorge der Universität Leipzig & Hypo Vereinsbank.
- Säcker, F. J., Mohr, J., & Wolf, M. (2011). *Konzessionsverträge im System des europäischen und deutschen Wettbewerbsrechts*. Frankfurt am Main: Peter Lang Verlagsgesellschaft.
- Sauthoff, J.-P., Klüssendorf, N., & Kahl, K. (2008). *Bewertung von Energieversorgungsnetzen vor dem Hintergrund des EnWG*. In PricewaterhouseCoopers AG WPG (Hrsg.), *Entflechtung und Regulierung* (2. Aufl., S. 565-602). Freiburg, Berlin, München: Haufe Mediengruppe.

Entflechtung und Rekommunalisierung von netzgebundenen Infrastrukturen

- Stender, A. (2008). Netzinfrastruktur-Management : Konzepte für die Elektrizitätswirtschaft (1. Aufl.). Wiesbaden: Gabler.
- Trapp, J. H. (2006). Ausgliederung und Privatisierung in den dreißig größten deutschen Städten. In W. Killian, P. Richter & J. H. Trapp (Hrsg.), Ausgliederung und Privatisierung in Kommunen : empirische Befunde zur Struktur kommunaler Aufgabenwahrnehmung (S. 85-110). Berlin: Edition Sigma.
- Westermann, G., & Cronauge, U. (2006). Kommunale Unternehmen: Eigenbetriebe, Kapitalgesellschaften, Zweckverbände (5. Aufl.). Berlin: Schmidt.
- Wübbels, M. (2011). Konzessionsverträge – Handlungsoptionen für Kommunen und Stadtwerke. Berlin: VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V.
- Zander, W., Steinbach, P., & Hintze, D. (2008). Berücksichtigung der Anreizregulierung bei der Ertragsbewertung von Strom- und Gasnetzen. et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58(4), S. 41-46.