

## (Re-)Kommunalisierung in der Energieversorgung

### – Rahmenbedingungen, Motivationen und strategische Optionen\*

Von Rechtsanwalt Martin Brück von Oertzen, Hamm

#### I. Einführung

Nach dem Privatisierungstrend der 80er- und 90er-Jahre ist seit dem Beginn des 21. Jahrhunderts ein deutlicher Gegen-trend zu verzeichnen. Rekommunalisierungen betreffen hierbei ein weites Feld von Aktivitäten und Einrichtungen (Kliniken, Mietwohnungsbau etc.) hinsichtlich derer über die Jahre die Überzeugung gereift ist, dass die Aufgabenerfüllung durch Private nicht zwangsläufig vorteilhaft sein muss. Die vorliegenden Ausführungen konzentrieren sich auf den (Re-)Kommunalisierungstrend in der Energieversorgung, namentlich den Bereich der Strom- und Gasversorgung. Es sind insbesondere die Projekte in Berlin, Hamburg und Stuttgart, die unter breiter Öffentlichkeitsbeteiligung und teils fortlaufender Begleitung durch die Gerichte bundesweit in den vergangenen Jahren von sich reden gemacht haben. Jedoch ist die Zahl der (Re-)Kommunalisierungsvorhaben weit größer; obschon keine zentrale Erfassung vorhanden ist, sind seit Anfang der 2000er-Jahre 372 Vorhaben belegt, wobei die Dunkelziffer weitaus höher liegen dürfte.<sup>1</sup> Auch im Bundesland Niedersachsen hat es eine Vielzahl von Projekten in den vergangenen Jahren gegeben. Angesichts von deutschlandweit aktuell ca. 900 Stadtwerken, 1151 Stromanbietern und ca. 900 Gasanbietern eine beachtliche Zahl.

#### II. Rechtliche Rahmenbedingungen

(Re-)Kommunalisierung im Bereich der Strom- und Gasversorgung im Kontext dieses Beitrags meint mangels einer allgemeingültigen Definition die Erlangung von Teilhabe und Einfluss auf lokale Netzinfrastrukturen (Netze der allgemeinen Versorgung) sowie ggf. die Energieversorgung (Erzeugung wie Vertrieb). Die ungewöhnliche Schreibweise des Begriffs soll deutlich machen, dass die begriffliche Vermutung, es ginge um die Wiedererlangung in der Vergangenheit verlorenen Einflusses auf den angesprochenen Wirtschaftsbereich, vielfach unzutreffend ist. Nachweislich bemühen sich auch Kommunen, die noch nie über eine eigene kommunale Energieversorgung verfügt haben, um Teilhabe durch (Re-)Kommunalisierung.

Diese Teilhabe, so sie denn durchgesetzt werden kann, manifestiert sich, von Ausnahmen in Modellen auf der Grundlage stiller Beteiligungen<sup>2</sup> abgesehen, in aller Regel in Form von gesellschaftsrechtlichen Beteiligungen privatrechtlicher Natur (GmbH, KG) wobei die Höhe der jeweiligen kommunalen Beteiligung in der Regel zwischen 51 % und 74,9 % variiert<sup>3</sup>.

Diese gesellschaftsrechtlichen Beteiligungen stellen auf kommunaler Seite eine „wirtschaftliche Betätigung“ dar und unterliegen damit den Regularien des § 136 NKomVG. Nach dessen Absatz 1 dürfen sich Kommunen grundsätzlich dann wirtschaftlich betätigen, soweit ein öffentlicher Zweck das Unternehmen rechtfertigt, das Unternehmen nach Art und Umfang in einem angemessenen Verhältnis zur Leistungsfähigkeit der Kommune und zum voraussichtlichen Bedarf steht und der öffentliche Zweck nicht besser und wirtschaftlicher durch einen privaten Dritten erfüllt werden kann. Für den Bereich der Energieversorgung lockert § 136 Abs. 1 Satz 3 NKomVG diese Voraussetzungen, indem der Wirtschaftlichkeitsvergleich des § 136 Abs. 1 Satz 2 Nr. 3 NKomVG entfällt. Abs. 1 Satz 4 der Norm

stellt zudem klar, dass Betätigungen im Bereich der Energieversorgung grundsätzlich durch einen öffentlichen Zweck gerechtfertigt sind. Diese Regularien gelten für die gesamte Energieversorgung, mithin nicht nur für den Netzbetrieb, sondern auch für die Bereiche des Energievertriebs und der -erzeugung, wobei für den letztgenannten Bereich es Kommunen sogar erlaubt wird, über den eigenen Bedarf hinaus Strom aus erneuerbaren Energien zu produzieren.<sup>4</sup>

Ungeachtet des Umstands, dass der Landesgesetzgeber für (Re-)Kommunalisierungsprojekte mit der normativen Privilegierung der Energieversorgung die Tür weit aufgestoßen hat, verbleibt es nach § 136 Abs. 1 NKomVG aber dabei, dass die Wirtschaftlichkeit eines Projektes gegeben und für eine Genehmigung eines Vorhabens gegenüber der Kommunalaufsicht auch positiv nachgewiesen werden muss. Daher nimmt die Frage der ökonomischen Rahmenbedingungen bei der Umsetzung solcher Projekte einen breiten Raum ein, zumal erdverlegte Versorgungsstrukturen in aller Regel einen erheblichen wirtschaftlichen Wert darstellen.

Um einen Zugang zu den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu erlangen, ist ein Blick auf die gesetzliche Ausgestaltung der Wertschöpfungsstufen der Energiewirtschaft hilfreich und geboten. Am Beginn der einschneidenden Veränderungen der Strom- und Gasmärkte in Europa in den vergangenen zwei Jahrzehnten stand die „Richtlinie über die Einführung eines gemeinschaftlichen Verfahrens zur Gewährleistung der Transparenz der vom industriellen Endverbraucher zu zahlenden Gas- und Strompreise“ (90/377/EWG). Im Rahmen der in Umsetzung der Richtlinie durchgeführten Evaluationen wurde durch die Kommission festgestellt, dass die Energiepreise in Europa zu hoch seien und dass dies im Wesentlichen auf den monopolistisch gestalteten Märkten beruhe. Dies sowohl für den Bereich des Energievertriebs als auch für den Bereich der Energienetze zu ändern, trat die EU fortan mit ihren Energiebinnenmarktpaketen ein.

Im Zuge der Umsetzung des ersten Energiebinnenmarktpakets<sup>5</sup> durch die EnWG-Novelle des Jahres 1998 liberalisierte der deutsche Gesetzgeber nicht nur den Markt für den Vertrieb von Strom und Gas, sondern schuf auch Mechanismen für den diskriminierungsfreien Zugang zu Strom- und Gasnetzen auf der Grundlage bilateraler Verträge zwischen den Akteuren im Netz (s.g. Verhandlungsverfahren). Während die Liberalisierung im Wesentlichen gelang, so erwies sich der zur Öffnung der Netze eingeschlagene Weg als Sackgasse.

Mit der Richtlinie 2003/54/EG („zweite Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie“), der Verordnung Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel sowie der Richtlinie 2003/55/EG („zweite Erdgasbinnenmarkttrichtlinie“) und der weiteren Verordnung über die

\* Dem Aufsatz liegt ein Vortrag im Rahmen der Bad Iburger Gespräche am 10.11.2021 zu Grunde.

1 Veröffentlichung Rosa Luxemburg.

2 Badenova.

3 Bedingt durch die Wahrung des Minderheitenschutzes des Mitgesellschafters gem. § 47 Abs. 1 GmbHG.

4 § 136 Abs. 1 Satz 7 NKomVG.

5 Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 96/92/EG; Gasbinnenmarkttrichtlinie Nr. 98/30/EG.

Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen (Verordnung Nr. 1775/2005) – zusammen das „2. Energiebinnenmarktpaket“ – verschärfte die EU die Anforderungen an die nationalen Gesetzgeber. Die neuen Richtlinien werden daher auch als „Beschleunigungsrichtlinien“ bezeichnet. Sie verpflichteten die Mitgliedstaaten, ihre Strom- und Erdgasmärkte bis zum 01.07.2007 für alle Kunden zu öffnen, was in Deutschland mit der Energierechtsnovelle des Jahres 2005 umgesetzt wurde. Das EnWG 2005 regelt nicht nur die Entflechtung der Energiewirtschaft (Unbundling) und damit die informatorische, buchhalterische und eigentumsrechtliche Trennung der Strom- und Gasnetze von den restlichen Wertschöpfungsstufen der Energiewirtschaft<sup>6</sup>, es übertrug der Bundesnetzagentur<sup>7</sup> ab Sommer 2005 auch die Zuständigkeit für die Energieregulierung und enthielt die Verordnungsermächtigungen für die Strom- und Gasnetzentgeltverordnung<sup>8</sup> und die Anreizregulierungsverordnung als Grundlagen der Regulierung von Strom- und Gasnetzen.

Hinsichtlich des ökonomischen und organisatorischen Rahmens der Energieversorgung bestehen seitdem drei Wertschöpfungsstufen; der Bereich der Erzeugung und des Handels, der Netzbereich sowie der Vertrieb. Erzeugung, Handel und Vertrieb sind von Ausnahmen für den Bereich der Erneuerbaren Energien wettbewerblich geprägt, während das natürliche Monopol der Netze reguliert ist und von staatlich zugestander Eigenkapitalrendite lebt. Insbesondere die staatlichen Aktivitäten zum Klimaschutz und zur Senkung der Energiepreise gehen an allen Bereichen nicht spurlos vorbei; seien es Kohle- und Atomausstieg und andere Faktoren, die zu nie gekannten Volatilitäten an den Energiemärkten und bei den Verbraucherpreisen führen, oder sinkende Eigenkapitalzinssätze für das Netzvermögen.

### III. Die Grenzen der Konzessionsvergabe

Dessen ungeachtet ist der (Re-)Kommunalisierungstrend derweil ungebrochen.

Ein kommunales Engagement im Bereich der wettbewerblich ausgestalteten Energieversorgungsbereiche (Vertrieb, Erzeugung und Handel) unterliegt keinen zeitlichen Restriktionen; eine Kommune kann sich zu jedem beliebigen Zeitpunkt frei entscheiden, sich in diesem Rahmen wirtschaftlich zu betätigen. Für eine (Re-)Kommunalisierung von Versorgungsnetzen, entweder in Form einer Übernahme oder mittels eines Beteiligungsmodells, ist indes die Frage der Dauer der vertraglichen Bindung durch einen Konzessionsvertrag bzw. das Ende desselben von maßgeblicher Bedeutung.

In Deutschland bestehen rund 20 000 Konzessionsverträge für Strom und Gas, die Kommunen und Energieversorger miteinander abgeschlossen haben. Sie alle unterliegen gemäß § 46 Abs. 2 Satz 1 EnWG einer Laufzeitbeschränkung von maximal 20 Jahren<sup>9</sup>. Daher ist das Auslaufen dieser Verträge der typische Anknüpfungspunkt für Überlegungen betreffend ein kommunales Engagement im Bereich der Strom- und Gasnetze.

Gemäß § 46 Abs. 1 EnWG haben Kommunen ihre öffentlichen Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen zur unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern auf ihrem Gemeindegebiet diskriminierungsfrei durch Vertrag zur Verfügung zu stellen. Auslaufende Konzessionsverträge müssen dabei nach den Regeln der §§ 46 ff. EnWG in einem wettbewerblichen Verfahren ausgeschrieben werden. Kommunen haben bei der Vergabe dieser Wegenutzungsrechte eine marktbeherrschende Stellung. Sachlich relevanter Markt ist das Angebot von Wegenutzungsrechten zur Verlegung und zum Betrieb von Leitungen, die zum Netz der allgemeinen Versorgung gehören<sup>10</sup>. Der relevante Markt ist örtlich auf das Gebiet der

jeweiligen Kommune beschränkt. Er umfasst sämtliche Wege, die sich für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen zur unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet eignen.<sup>11</sup>

Die kartellrechtlichen Behinderungs- und Diskriminierungsverbote des § 19 Abs. 2 Nr. 1, 1. Alt. GWB, der allgemeine Gleichbehandlungsgrundsatz des Art. 3 Abs. 1 GG, die verfahrensbezogenen Vorschriften der §§ 46 ff. EnWG, welche die Vorgaben im Einzelnen konkretisieren<sup>12</sup>, setzen den Kommunen bei der Ausgestaltung der Konzessionsvorgabe enge Grenzen. Zudem beschränkt das EnWG über die Regelung des § 46 Abs. 4 Satz 1 EnWG die Auswahlkriterien der kommunalen Vorgaben und Entscheidung auf die Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG<sup>13</sup>; mithin allein auf Fragen einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Zwar können Kommunen seit der Konzessionsvergabenovelle des Jahres 2017 auch Belange der örtlichen Gemeinschaft berücksichtigen, dies jedoch nur in den engen Grenzen einer maximalen Gewichtung von 30 % im Verhältnis zu den restlichen Kriterien<sup>14</sup>.

Im Hinblick auf die Gesamtheit der kommunalen Zielvorstellungen, die funktional wie strategisch über diese Auswahlkriterien weit hinausreichen können, stellen die Regeln des Konzessionsvergaberechts eine Limitation dar. Dies gilt auch in wirtschaftlicher Hinsicht. Zwar können Kommunen den Abschluss eines Konzessionsvertrages nach § 46 Abs. 1 Satz 2 EnWG verweigern, solange das Energieversorgungsunternehmen die Zahlung von Konzessionsabgaben in Höhe der Höchstsätze nach § 48 Abs. 2 verweigert, die maximale Höhe wird jedoch durch die Konzessionsabgabenverordnung (KAV) verbindlich festgelegt. Darüber hinaus ist es einer konzessionsvergebenden Kommune nach § 3 Abs. 2 KAV untersagt, sich neben der Konzessionsabgabe andere wirtschaftliche Nebenleistungen (Finanz- und Sachleistungen) oder die Übertragung von Versorgungseinrichtungen ohne wirtschaftlich angemessenes Entgelt versprechen zu lassen. Ein Verstoß gegen diese Vorschrift führt zur Unwirksamkeit des Konzessionsvertrages.

### IV. (Re-)Kommunalisierung als Chance

Diesen vom Gesetzgeber berechtigterweise geregelten Beschränkungen kann eine Kommune nur entgehen, wenn sie im Bereich der Energieversorgung über die Rolle der Konzessions-

<sup>6</sup> § 6 – 8 EnWG.

<sup>7</sup> Die Behörde ging aus dem Bundesministerium für Post und Telekommunikation (BMPT) und dem Bundesamt für Post und Telekommunikation (BAPT) hervor und wurde am 01.01.1998 als Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP) gegründet.

<sup>8</sup> StromNEV, GasNEV.

<sup>9</sup> Die aktuell typische Gestaltung dürfte aktuell eine Laufzeit von 20 Jahren mit einem Sonderkündigungsrecht zum 10. Vertragsjahr sein.

<sup>10</sup> Für viele: OLG Brandenburg, Urt. v. 18.08.2020 – 17 U 1/19 – Rn. 106, juris.

<sup>11</sup> BGH 17.12.2013 – KZR 65/12 – „Stromnetz Heiligenhafen“ sowie – KZR 66/12 – „Stromnetz Berkenthin“.

<sup>12</sup> „Rechtsprechungsübersicht zur Vergabe von Wegenutzungsrechten (Gas/Strom) durch die Gemeinden“ Graef, Versorgungswirtschaft 2021, S. 75.

<sup>13</sup> „Zweck des Gesetzes“.

<sup>14</sup> Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, Zweite, überarbeitete Auflage vom 21.05.2015, Rn. 32, wobei das Bundeskartellamt in irreführender Weise zusätzlich eine Gewichtung von 70 % als „safeharbour“ bezeichnet; Hinweise der Niedersächsischen Landeskartellbehörde zur Durchführung eines wettbewerblichen Konzessionsvergabeverfahrens nach § 46 EnWG, Stand 16.06.2015, S. 18 f.

geberin hinaus auch andere Rollen einzunehmen bereit und willens ist. Dies ist das Spielfeld der (Re-)Kommunalisierung.

Was motiviert eine Vielzahl von Kommunen, sich auf dieses Spielfeld zu begeben und was gibt es dort zu gewinnen oder auch zu verlieren? Sicherlich lockten und locken die möglichen, über die sichere Konzessionsvergabe hinaus reichenden Einnahmeaussichten einer Netzbeteiligung, aber auch strategische und infrastrukturpolitische Gestaltungsmöglichkeiten spielen eine Rolle.

Nur die wenigsten Kommunen wählen einen Ansatz, bei dem sie mit einem „Kaltstart von der grünen Wiese“ Netze übernehmen und selbst eigene operative Netzbetriebsstrukturen aufbauen. Das Vorfinanzierungsrisiko eines solchen Netzbetriebs sowie der Mangel an qualifiziertem Personal am Markt machen solche Modelle so gut wie unmöglich. Die typische Erscheinungsform der kommunalen Netzbeteiligung ist daher eine gemeinsame Gesellschaft mit einem „strategischen Partner“, die sich auf eine Beteiligung am Eigentum an den Netz-Assets beschränkt und den Netzbetrieb und die Rolle des Netzbetreibers dem Partner überlässt, indem diesem das Netz zum Zwecke des Betriebs verpachtet wird<sup>15</sup>. Deutlich seltener sind Erscheinungsformen, bei denen die gemeinsame Gesellschaft die Rolle des Netzbetreibers übernimmt und die dazu erforderlichen Leistungen am Markt oder, so die vergaberechtlichen Regelungen dies zulassen, beim strategischen Partner mit operativem Know-how<sup>16</sup> beschafft. In ökonomischer Hinsicht bestehen bei einem netzorientierten (Re-)Kommunalisierungsprojekt zum einen kaufpreisinduzierte, zum anderen regulatorische und auch operativ begründete Risiken. Diese Risiken beeinflussen sich wechselseitig, sind jedoch je nach Ausprägung der Partnerschaft von unterschiedlichem Gewicht.

Maßgeblich für die Wirkung der Risiken ist die Netzregulierung und ihre Festlegungen. Aus der Erkenntnis heraus, dass beim Vorliegen natürlicher Monopole die Marktmechanismen des Wettbewerbs nicht wirken, versucht die Netzentgeltregulierung über die Anreizregulierungsverordnung und die Festlegungen der Bundesnetzagentur einen Zustand herzustellen, der sich ansonsten nur unter Wettbewerbsbedingungen einstellen würde.

Holzschnittartig bedeutet dies, dass ausgehend von der Annahme, dass ein idealisierter Netzbetreiber sein Netz zu 60 % mit Fremd- und zu 40 % aus Eigenkapital finanziert, er zum einen seine Fremdkapitalkosten (CAPEX) und für sein Eigenkapital eine festgelegte Rendite für die Dauer einer jeweils fünfjährigen Regulierungsperiode jeweils differenziert nach solchem Anlagevermögen, das vor dem 01.01.2006 (Altanlagevermögen) und solchem, das danach aktiviert worden ist (Neuanlagevermögen), erhält. Diese Rendite bestimmt sich auf der Grundlage eines risikolosen Basiszins, der auf dem Zehnjahresdurchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere ermittelt wird zzgl. eines netzspezifischen Wagniszuschlags. Die Festlegung dieser Zinsen ist einer gerichtlichen Kontrolle, wie die Verfahren gegen die Festlegungen für die 3. Regulierungsperiode gezeigt haben, weitgehend entzogen<sup>17</sup>. Für die 4. Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur zur Bestimmung der Erlösobergrenze nach § 4 i. V. m. § 6 ARegV für Neuanlagen einen Zinssatz von 5,07 % vor Steuern und für Altanlagevermögen von 3,51 % festgelegt. Zur abschließenden Bestimmung der Erlösobergrenze (§§ 4 – 16 ARegV) für jedes Energieversorgungsnetz tritt die Erstattung der operativen Kosten des Netzbetriebs hinzu. Die Kosten unterliegen, zumindest im regulären Verfahren, einem Effizienzvergleich, dessen Ergebnis über den Effizienzwert<sup>18</sup> ggf. noch mindernd auf die Erlösobergrenze wirkt.

Möglich wird in ökonomischer Hinsicht die Umsetzung eines (Re-)Kommunalisierungsprojektes auf kommunaler Seite dadurch, dass die staatlich garantierte Eigenkapitalverzinsung (Rendite) höher ist als die Refinanzierungskosten der Kom-

mune für die Aufbringung des Eigenkapitals für die Beteiligung an einem Energieversorgungsnetz, da zum einen nur wenige Kommunen über solche finanziellen Spielräume verfügen, die eine Beteiligung aus vorhandenen Finanzmitteln ermöglichen, zum anderen ein (Re-)Kommunalisierungsprojekt realistisch nicht zulasten anderweitig benötigter Haushaltsmittel finanziert werden kann. Das ökonomische Risiko wird gesteigert, wenn die Kommune für die Beteiligung an einem Netz einen höheren Betrag aufwenden muss, als dieser regulatorisch anerkannt und damit Grundlage der Erlösobergrenze ist. Wählt die Kommune, dessen Bereitschaft unterstellt, den bisherigen Netzeigentümer als strategischen Partner, so dürfte eine Beteiligung zu einem Überkaufpreis ausgeschlossen sein; beteiligt sich die Kommune gemeinsam mit einem strategischen Partner, der nicht der Bestandsnetzbetreiber ist, so teilt sie das Schicksal des Ergebnisses der Kaufpreisverhandlungen.

Zwar hat die Konzessionsvergabenovelle 2017 in § 46 Abs. 2 EnWG klargestellt, dass die wirtschaftlich angemessene Vergütung im Falle einer Netzübernahme der sich nach den zu erzielenden Erlösen bemessende objektivierte Ertragswert ist, dies bedeutet jedoch, wie die Praxis allenthalben zeigt, nicht, dass damit die Streitigkeiten über die Kaufpreise von Energieversorgungsnetzen befriedet wären. Je höher jedoch der Kaufpreis, je kleiner wird auch die Marge zwischen Eigenkapitalverzinsung und Finanzierungszins und je größer das ökonomische Risiko einer Netzbeteiligung. Auf beide Faktoren hat die beteiligte Kommune keinen Einfluss, allein über die Wahl der Refinanzierungsdauer hat sie eine Gestaltungsmöglichkeit; jedoch je länger die gewählte Refinanzierungsdauer je größer das Zinsänderungsrisiko. Die Erfahrung aus einer Vielzahl von Projekten zeigt, dass sich der ökonomische Erfolg eines (Re-)Kommunalisierungsprojektes in Form von wahrnehmbaren liquiden Mittelzuflüssen zum kommunalen Haushalt in aller Regel erst nach Abschluss der Refinanzierungsphase einstellt, jedoch sollte dies nicht darüber hinwegtäuschen, dass bis dahin ein in aller Regel achtbarer Vermögenszuwachs auf Seiten der Kommune eingetreten ist. Die Ökonomie ist bei verantwortungsvoller Risikokontrolle mithin eine tragfähige Begründung für ein (Re-)Kommunalisierungsprojekt. Bei Weitem ist sie nicht die einzige.

## V. Strategisches Interesse der Kommunen

Neben den wirtschaftlichen Vorteilen streben Kommunen auch strategisch danach, mehr Einfluss auf die kommunal belegenen Versorgungsstrukturen zu gewinnen und dies aus gutem Grund.

Die Infrastruktur in einer Kommune und ihr Zustand bestimmen über die Lebensverhältnisse vor Ort und die Attraktivität eines Wohnortes; sie ist Schlüssel für Ansiedlungen von Unternehmen und Absicherung gegen Wegzüge. Infrastruktur in all ihrer Vielfalt ist auf kommunaler Ebene ein komplexes und vielschichtiges Thema. Dies gilt auch für den Bereich der erdverlegten Strom- und Gasversorgungsinfrastrukturen. Allein bereits die Dimensionen sind gewaltig.

Gemeindestraßen haben nach Schätzungen des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) eine Länge von rund 600.000 km<sup>19</sup>. Damit machen Gemeindestraßen einen Anteil von gut 2/3 des Gesamtstraßenraums aus. Dies entspricht der 1,56-fachen Entfernung der Erde zum Mond. Eine Zahl, die überrascht. Auf diesen Strecken agieren mit den Strom-

<sup>15</sup> Pachtmodelle.

<sup>16</sup> Betreiber- oder Betriebsführungsmodelle.

<sup>17</sup> BGH EnVR 41/18 und EnVR 52/18 (Musterverfahren Strom und Gas).

<sup>18</sup> § 12 Abs. 2 ARegV.

<sup>19</sup> BMVI: Längenstatistik der Straßen des überörtlichen Verkehrs, Stand: 01.01.2020, Ausgabe Oktober 2020.

und Gasnetzbetreibern Akteure, auf die eine Kommune im Rahmen einer Konzessionierung (s. o.) nur sehr eingeschränkt Einfluss ausüben kann. Das deutsche Stromnetz ist etwa 1,8 Mio. km lang<sup>20</sup>. Auf den kommunalen Raum, d. h. die Versorgung vor Ort, entfallen die Bereiche der Nieder- und Mittelspannung, mithin 97 % aller vorhandenen Stromleitungen und dies mit einer Länge von 1.125.000 km Niederspannung und 524.000 km Mittelspannung (zusammen das 4,3-Fache der Entfernung zum Mond)<sup>21</sup>. Im Jahr 2019 waren etwa 82 % unterirdisch verlegt<sup>22</sup>. Die Länge der Gasversorgungsnetze in Deutschland beträgt Stand 2020 insgesamt 492.500 km; hiervon entfallen 161.000 km auf Niederdrucknetze und 209.000 km auf Mitteldrucknetze, die beide der örtlichen Versorgung dienen<sup>23</sup>. 75 % aller Gasnetze betreffen die unmittelbare Versorgung vor Ort.

Sämtliche dieser erdverlegten Infrastrukturen teilen das Schicksal einer Verlegung in öffentlichen Verkehrswegen der Kommune und somit in einem kapazitativ begrenzten Raum. Gemeinsam ist ihnen, dass sie in den kommenden Jahren erheblichen Erneuerungs- und Veränderungsbedarfen unterliegen. Der Zustand der kommunalen Infrastruktur Straße lässt sich anhand des Investitionsstaus in diesem Bereich beurteilen. Nach dem KfW-Kommunalpanel 2021 beläuft sich der Investitionsstau im Bereich Straßen und Verkehr auf 33,6 Mrd. €<sup>24</sup>. Auch die Erneuerungsbedarfe bei Strom- und Gasnetzen sind nach einer langen Phase des Wachstums und Zubaus nach dem Zweiten Weltkrieg erheblich.

Diese ohnehin bestehenden Aufgaben werden durch die Anforderungen des Klimaschutzes und der damit einhergehenden notwendigen Veränderungen an Versorgungsstrukturen weiter zunehmen, verstärkt durch die aktuelle Klimaschutzrechtsprechung des Bundesverfassungsgerichtes<sup>25</sup>. Als Reaktion auf die Entscheidung des Bundesverfassungsgerichtes verschärft die Bundesregierung die Klimaschutzziele und fordert nunmehr bereits im Jahr 2045 Klimaneutralität. Klimaschutz wird in großen Teilen nur vor Ort stattfinden können. Dabei haben Kommunen bei allem lokalen klimapolitischen Enthusiasmus schon lange erkannt, dass der konkrete Einfluss auf die Belange des Klimaschutzes über das reine Verwaltungshandeln (Vorbildfunktion in den Bereichen Gebäudesanierung, Mobilität, Wärme) lokal sehr begrenzt ist. Klimaschutzregeln entstammen zumeist der Ebene der Bundes- und Landespolitik. Unmittelbaren Einfluss gegenüber bzw. für ihre Bürgerinnen und Bürger kann eine Kommune jedoch, sofern sie über keine Stadt- oder Gemeindewerke verfügt, nur über die Infrastrukturfragen nehmen. Dies betrifft alle angestoßenen Wenden, die Mobilitäts-, die Wärme- und die Energiewende. Zum Gesamtausbaubedarf im Verteilnetz haben u. a. das Bundeswirtschafts- und Energieministerium (BMWi), die Deutsche Energie-Agentur (dena) und der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) Studien vorgelegt. Danach ergeben sich je nach dem gewählten Szenario für die künftige Erzeugungs- und Nachfragestruktur ein notwendiger Ausbau der Verteilnetze zwischen 130.000 bis 380.000 km<sup>26</sup>.

Will eine Kommune die Entscheidung über die Erhaltung, Erneuerung und Bewahrung der Straßenoberflächen treffen oder versuchen, die Belange des Klimaschutzes und der Digitalisierung zu priorisieren oder will sie Maßnahmen zur Kostendämpfung ergreifen, so muss sie Einfluss ausüben können, um nicht zum Spielball gegenläufiger Interessen zu werden.

Angesichts des Umstandes, dass im öffentlichen Verkehrsraum eine Vielzahl von Infrastrukturen zusammentreffen, die sich die begrenzte Ressource Straße teilen und einen unmittelbaren Einfluss auf diese haben, und die Kommune schon per Gesetz diejenige ist, die diese Ressourcennutzung gewährt und im Zweifel über entweder straßen- und wegerechtliche Instrumentarien oder die Vergabe von Wegerechten oder Konzessionen steuert, liegt es nahe, dass die Kommune eine strategische

Rolle im Rahmen des Infrastrukturmanagements übernimmt. Auch systematisch lässt sich dies gut begründen, da von allen anderen Akteuren – seien es Strom- oder Gasnetzbetreiber, Telekommunikationsunternehmen oder Unternehmen der Wasserversorgung oder Abwasserbeseitigung – die Kommune diejenige ist, deren Auftrag auf das Gemeinwohl und damit auf die Interessen aller ausgerichtet ist.

Diese Rolle kann eine Kommune auch und gerade im Rahmen eines (Re-)Kommunalisierungsprojektes einnehmen und umsetzen. Hierbei zeigen sich bei genauerem Hinsehen die unbestreitbaren Vorteile einer „strategischen Partnerschaft“ (wie oben skizziert). Denn so ausgeprägt der Wunsch einer Kommune nach Einflussnahme auch sein mag, so begrenzt sind vielfach die rein faktischen Möglichkeiten. Laut Deutschem Beamtenbund fehlen im öffentlichen Dienst derzeit 185.000 Mitarbeiter. Allein in den Kommunalverwaltungen fehlen fast 138.000 Stellen<sup>27</sup>. Im Jahr 2030 sollen gar 731.000 Beschäftigte im öffentlichen Dienst fehlen<sup>28</sup>. Diese Entwicklung betrifft gerade auch das technische Personal. Denkt man ein (Re-)Kommunalisierungsprojekt an dieser Stelle partnerschaftlich weiter, so ergeben sich Potentiale einer (Infrastruktur-)Partnerschaft, die weit über die reine Netzbeteiligung hinausgehen.

## VI. Infrastrukturpartnerschaft

Vergleicht man die kommunalen Herausforderungen mit den alltäglichen Herausforderungen eines Netzbetreibers, so verwundert es nicht, wenn einige Fachleute in den Netzbetreibern die Infrastrukturmanager der Zukunft sehen.<sup>29</sup>

Sind es doch die originären Aufgaben eines Netzbetreibers, nicht nur die Planung und Errichtung der Infrastruktur zu organisieren, sondern auch ihren Zustand zu erfassen, zu dokumentieren und durch geeignete Maßnahmen zu erhalten. Hierbei spielen schon vor dem Hintergrund der Regulierung des Netzgeschäftes Fragen des effizienten Mitteleinsatzes und die Resilienz der geschaffenen Infrastrukturen eine herausragende Bedeutung.

Kommunale Versorgungsunternehmen sind im Managen von Infrastrukturen nicht nur geübt, sondern sind gesetzlich und verordnungsrechtlich (EnWG, ARegV u. a.) sogar dazu verpflichtet. Was liegt mithin näher als der Ansatz, diese Fähigkeiten und Kapazitäten vor Ort in der Kommune zu bündeln und hier im Sinne einer beiderseitigen Gewinnsituation in Form einer Infrastrukturpartnerschaft die unbestreitbar bestehenden Defizite auszugleichen. Dies bietet einer Kommune im Rahmen einer (Re-)Kommunalisierung Chancen auf Koordination und Hebung von Synergien.

Die Potenziale gehen hierbei über die reine Dokumentation der lokalen Infrastruktur und die Erbringung gewerblicher Tätigkeiten hinaus. Die Partnerschaft kann auch wertvolle Grundlagen für eine Koordination und Optimierung von Tiefbauarbeiten beisteuern. Abgesehen davon, reduziert ein integriertes und koordiniertes Vorgehen zudem die Belastungen der Bürgerinnen und Bürger durch Baumaßnahmen.

20 BDEW, Entwicklung der Stromnetze in Deutschland 2019; Stand 1/21.

21 BDEW, Entwicklung der Stromnetze in Deutschland 2019; Stand 1/21.

22 BDEW Presseinformation, Zahl der Woche 184 Mio. km, 04.12.2018.

23 BDEW; Entwicklung der Gasnetze in Deutschland Stand 02/2020.

24 KfW-Kommunalpanel 2021, S. 1.

25 BVerfG, Beschl. v. 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18.

26 Deutscher Industrie- und Handwerkskammertag, Faktenpapier Ausbau Stromnetze, 9/2017.

27 Die Zeit, Dem Staat fehlen mehr als 185.000 Mitarbeiter, 03.01.2018.

28 McKinsey & Company, Die Besten, bitte: Wie der öffentliche Sektor als Arbeitgeber punkten kann, April 2019.

29 BizzEnergy 07.02.2018 Versorger sind die City-Manager der Zukunft; Interview mit Prof. hc. Dr. Etezadzadeh.

Insbesondere angesichts der Kostenseite der erforderlichen Tiefbauarbeiten<sup>30</sup> kann eine im Zuge der (Re-)Kommunalisierung begründete Infrastrukturpartnerschaft dazu genutzt werden, die vorzunehmenden Tiefbauarbeiten bestmöglich für eine möglichst große Anzahl an erdverlegten Medien zu nutzen. Schon wenn allein die Arbeiten an zwei erdverlegten Infrastrukturen verbunden werden, kann mit den gesparten Aufwendungen die doppelte Länge an Infrastruktur verändert werden. Angesichts der anstehenden Veränderungsbedarfe ein unbestreitbarer Vorteil.

(Re-)Kommunalisierung dient mithin nicht allein dem Vermögenszuwachs und der Steigerung der finanziellen Zuflüsse zum kommunalen Haushalt, sie ist vielmehr auch eine strategische Möglichkeit den Herausforderungen der kommunalen Infrastrukturentwicklung in Form von strategischen Partnerschaften (Infrastrukturpartnerschaften) zu begegnen.

30 Die Kosten im Tiefbau haben sich innerhalb der letzten 7 Jahre fast verdoppelt.

## RECHTSPRECHUNG

Soweit nicht anders vermerkt ist, sind die abgedruckten Entscheidungen rechtskräftig.

### Niedersächsischer Staatsgerichtshof

#### Verletzung der Auskunftspflicht durch die Niedersächsische Landesregierung bei der Beantwortung einer Kleinen Anfrage zur Entnahme von Wölfen

GG Art. 1 Abs. 1, 2 Abs. 1 und 2; NV Art. 3 Abs. 2 Satz 1, 24 Abs. 1 und 3, 54 Nr. 1 (Kleine Anfrage; Auskunftsrecht; Abgeordneter; Landtag; Landesregierung; Wolf; schutzwürdiges Interesse; Grundrechte; Antwortverweigerung; Antwort; Teilantwort)

**1. Bestehen Anfragen nach Art. 24 Abs. 1 NV aus mehreren Fragen bzw. werden verschiedene Einzelinformationen begehrt, hat die Landesregierung die Möglichkeit von Teilantworten zu prüfen. Eine Pflicht zu Teilantworten besteht immer dann, wenn dies dem in der Anfrage zum Ausdruck kommenden Informationsinteresse der Abgeordneten bei objektiver Betrachtung entspricht und der geltend gemachte Verweigerungsgrund Teilantworten bereits tatbestandlich nicht entgegensteht.**

**2. Zur Bestimmung des Informationsinteresses muss die Landesregierung den wesentlichen Inhalt der Frage und deren Begründung aufgreifen, den wirklichen Willen und das daraus erkennbare Informationsbedürfnis des Fragestellers ermitteln und danach Art und Umfang einer möglichen Teilantwort ausrichten. Verbleiben nach der Auslegung Zweifel, kann die Regierung nachfragen oder die vollständige Antwort verweigern. Dabei muss sie herausstellen, dass sie Teilantworten nicht von der Fragestellung umfasst sieht.**

**3. Im Rahmen der nach Art. 24 Abs. 3 Satz 1 NV anzustellenden Prognose muss die Beeinträchtigung der schutzwürdigen Interessen Dritter nicht unmittelbar als Folge der Antwort eintreten; die prognostische Entscheidung der Landesregierung kann ein durch die Antwort ausgelöstes nachfolgendes Gefährdungsverhalten Dritter einbeziehen.**

**4. Die Prognose kann nur auf Quellen und Vorfälle gestützt werden, die zum Zeitpunkt der Beantwortung der Anfrage bekannt waren. Später bekannt gewordene Tatsachen haben unabhängig davon, ob sie die Prognose stützen oder widerlegen, bei der verfassungsrechtlichen Prüfung außer Betracht zu bleiben.**

#### Sachverhalt:

Gegenstand des Organstreitverfahrens ist die Frage, ob die Antragsgegnerin ihrer Auskunftspflicht nach Art. 24 Abs. 1 NV nachgekommen ist.

I. Die Antragsteller zu 1. und 3. sind Mitglieder des Niedersächsischen Landtages und gehören der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen an. Der Antragsteller zu 2. ist nach seiner Wahl in den Deutschen Bundestag am 13.10.2021 aus dem Niedersächsischen Landtag ausgeschieden. Die Antragsteller richteten unter dem 08.02.2021 an die Antragsgegnerin eine Kleine Anfrage (LT-Drs. 18/8509) und beehrten Auskunft:

„Wann und von welcher Behörde wurden über die bekannten vier Fälle hinaus bislang Ausnahmegenehmigungen zur Entnahme von Wölfen erteilt (bitte jeweils Kennung des Wolfs, Territorium und gegebenenfalls Rudel angeben)?“ (Frage 1) und:

„Wie werden die Genehmigungen jeweils begründet (sofern Nutztierrisse zur Begründung herangezogen werden, bitte jeweils Kennnummer des Falls, Datum, Ort, Tierart, Art des Grundschutzes, gegebenenfalls Zaunart und -höhe, Schwachstellen des Herdenschutzes, nachgewiesenen Verursacher sowie Schadenshöhe aufführen)?“ (Frage 2)

Die Antragsgegnerin unterrichtete im Rahmen einer vertraulichen Sitzung des Ausschusses für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz am 17.02.2020 über alle bisher erlassenen Ausnahmegenehmigungen. Sie nahm sodann in der schriftlichen Antwort vom 26.02.2021 (LT-Drs. 18/8630) in einer Vorbemerkung wie folgt Stellung:

„Zur Klarstellung sei darauf hingewiesen, dass das OVG Lüneburg in seinem Beschluss vom 26.06.2020 (4 ME 116/20) festgestellt hat, dass die Genehmigung zur Tötung der beiden genannten Wölfe bei summarischer Prüfung rechtmäßig war. Der Bescheid war nur insoweit rechtswidrig, als dass er nicht den engen zeitlichen Zusammenhang ausreichend bestimmt hat, innerhalb dessen nach einem Rissereignis Wölfe ohne konkrete Identifizierung getötet werden dürfen. Dies ändert nichts daran, dass die Tötung als solche ausreichend begründet, verhältnismäßig und rechtmäßig war. Die Bestimmung des zeitlichen Zusammenhangs wurde bei nachfolgenden Genehmigungen ergänzt und durch einen Beschluss vom OVG Lüneburg vom 24.11.2020 (4 ME 199/20) bestätigt.

Der Verweigerungsgrund für die Herausgabe von Informationen über weitere Ausnahmegenehmigungen nach Artikel 24 Abs. 3 Satz 1 NV beruht darauf, dass die Landesregierung als