

Konsequenzen technologischer Entwicklungen von Ver- und Entsorgungssystemen

Peters, Irene; Schweiger, Anton

Veröffentlichungsversion / Published Version

Sammelwerksbeitrag / collection article

Zur Verfügung gestellt in Kooperation mit / provided in cooperation with:

Akademie für Raumforschung und Landesplanung (ARL)

Empfohlene Zitierung / Suggested Citation:

Peters, I., & Schweiger, A. (2011). Konsequenzen technologischer Entwicklungen von Ver- und Entsorgungssystemen. In H.-P. Tietz, & T. Hühner (Hrsg.), *Zukunftsfähige Infrastruktur und Raumentwicklung: Handlungserfordernisse für Ver- und Entsorgungssysteme* (S. 44-72). Hannover: Akademie für Raumforschung und Landesplanung - Leibniz-Forum für Raumwissenschaften. <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:0168-ssoar-279854>

Nutzungsbedingungen:

Dieser Text wird unter einer Deposit-Lizenz (Keine Weiterverbreitung - keine Bearbeitung) zur Verfügung gestellt. Gewährt wird ein nicht exklusives, nicht übertragbares, persönliches und beschränktes Recht auf Nutzung dieses Dokuments. Dieses Dokument ist ausschließlich für den persönlichen, nicht-kommerziellen Gebrauch bestimmt. Auf sämtlichen Kopien dieses Dokuments müssen alle Urheberrechtshinweise und sonstigen Hinweise auf gesetzlichen Schutz beibehalten werden. Sie dürfen dieses Dokument nicht in irgendeiner Weise abändern, noch dürfen Sie dieses Dokument für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, aufführen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Mit der Verwendung dieses Dokuments erkennen Sie die Nutzungsbedingungen an.

Terms of use:

This document is made available under Deposit Licence (No Redistribution - no modifications). We grant a non-exclusive, non-transferable, individual and limited right to using this document. This document is solely intended for your personal, non-commercial use. All of the copies of this documents must retain all copyright information and other information regarding legal protection. You are not allowed to alter this document in any way, to copy it for public or commercial purposes, to exhibit the document in public, to perform, distribute or otherwise use the document in public.

By using this particular document, you accept the above-stated conditions of use.

Irene Peters, Anton Schweiger

Konsequenzen technologischer Entwicklungen von Ver- und Entsorgungssystemen

S. 44 bis 72

Aus:

Hans-Peter Tietz, Tanja Hühner (Hrsg.)

Zukunftsfähige Infrastruktur und Raumentwicklung

Handlungserfordernisse für Ver- und Entsorgungssysteme

Forschungs- und Sitzungsberichte der ARL 235

Hannover 2011

Irene Peters, Anton Schweiger

Konsequenzen technologischer Entwicklungen von Ver- und Entsorgungssystemen

Gliederung

- 1 Technologische Entwicklungen der Stadttechnik
 - 1.1 Energieversorgung heute
 - 1.2 Energieversorgung morgen
 - 1.3 Abwasser- und Abfallmanagement heute und morgen
 - 1.4 Dezentralisierung infolge technologischer Entwicklungen
- 2 Regionale Versorgung durch regionale Akteure
 - 2.1 Wirtschaftliche Vorteile lokalen und regionalen Engagements
 - 2.2 (Re-)Kommunalisierung: Städte erkennen ihre Chancen
- 3 Die Rolle des gesetzlichen Rahmens: Beispiel Anreizregulierung für den Netzbetrieb
 - 3.1 Aktives und passives Netzmanagement
 - 3.2 Aktives Netzmanagement weitergedacht: Die Systemoptimierung
 - 3.3 Friktionen zwischen Energiewirtschaftsgesetz und Anreizregulierung
 - 3.4 Vorschläge zur Modifizierung der Anreizregulierung
- 4 Fallbeispiele zukunftsfähiger kommunaler Energieversorgung
 - 4.1 Virtuelles Kraftwerk der Stadtwerke Unna
 - 4.2 Stadtwerke Schwäbisch-Hall
 - 4.3 (Re-)Kommunalisierung der Stadtwerke Wolfhagen in Nordhessen
- 5 Zusammenfassung und Ausblick

Literatur

1 Technologische Entwicklungen der Stadttechnik

Um besser verständlich zu machen, wie sich Stadttechnik auf die verschiedenen Dimensionen von (nachhaltiger) regionaler Entwicklung auswirken kann, wollen wir erst ein Bild von den (vor allem technologischen) Umbrüchen zeichnen, in denen sich die stadttechnischen Infrastrukturen befinden.

Wir beginnen den Überblick mit einer kurzen Darstellung der Stadttechnik heute und geben einen Ausblick darauf, wie sie morgen aussehen könnte und – nach unserem heutigen Ermessen – aussehen müsste, wenn Städte und Regionen entscheiden, sich an Nachhaltigkeit zu orientieren und insbesondere den Ausstoß klimaschädlicher Gase in der und durch die Stadt substanziell reduzieren wollten. Wir setzen den Schwerpunkt hierbei auf Wärme- und Stromversorgung, reflektieren aber auch Wasser, Abwasser und Abfall. Das System „Verkehr und Mobilität“ untersuchen wir nicht, obwohl es zunehmend mit dem

Energiesystem der gebauten Strukturen interagieren und dies wiederum Auswirkungen auf die Verkehrstechnologien selbst haben wird. Auf diese Schnittstellen gehen wir kurz ein.

1.1 Energieversorgung heute

Raumwärme

Raumwärme ist ein wichtiges Handlungsfeld im Energiesystem Stadt, macht sie doch, nach dem Verkehr, den zweitgrößten Endenergieverbrauch aus. Der Bedarf an Raumwärme differiert stark nach Gebäudealter und -typ. Die Spanne reicht von über 400 kWh/m² pro Jahr in Extremfällen bis zu weniger als 15 kWh/m²/a. Große Teile des Bestands weisen 200 und mehr kWh/m²/a auf. Da in Deutschland nur ca. 1 % des Gebäudebestands jährlich neu gebaut wird (BMVBS 2007: 18), ist der Bestand ein wichtiges Handlungsfeld.

Der Großteil der deutschen Wohneinheiten, 77 %, verfügt über Zentralheizung, d. h. hauseigene Erzeugung mit einem öl- oder gasbefeuernten Heizkessel, gefolgt von 16 % der Wohneinheiten, die mit Fernheizung oder Fernwärme versorgt werden, wobei die Anteile in den alten Bundesländern mit 11 % und in den neuen Bundesländern mit 37 % stark differieren. 7 % der privaten Haushalte nutzen Einzel- oder Mehrraumöfen. Davon sind der Großteil (insgesamt fast 6 %) Stromheizungen, der Rest sind Öfen, die mit Kohle, Briketts und Holz befeuert werden (Statistisches Bundesamt 2009: 28). Solarthermie, Wärmepumpen (die die Umgebungswärme in Boden, Grund- und Oberflächenwasser nutzen) und Passivbauweise haben zurzeit einen verschwindend geringen Anteil an der Raumwärmebereitstellung.

In der Mehrzahl wird die Warmwasserbereitung aus derselben Wärmequelle gespeist wie die Raumwärmebereitstellung. Ausnahmen sind strom- oder gasbetriebene Durchlauferhitzer für Warmwasser in Altbauten.

Bei der Fernheizung ist die Unterscheidung in Fern- und Nahwärme üblich. Der Begriff „Fernwärme“ ist durch die Rechtsprechung klar definiert: Fernwärme ist gegeben, wenn die Wärme von einem Dritten geliefert wird, d. h., wenn der Wärmeverbraucher nicht gleichzeitig Erzeuger ist. „Nahwärme“ ist weniger streng definiert. Juristisch gesehen ist Nahwärme gleich Fernwärme. Technisch gesehen ist der Übergang von nah und fern, d. h. von einem kleinen zu einem großen Wärmeverteilnetz fließend. Dennoch ist die Abgrenzung zwischen Fern- und Nahwärme üblich und wir benutzen sie, weil die Begriffe Systeme benennen, die unterschiedliche technische und institutionelle Gegebenheiten widerspiegeln.

Fernwärmenetze werden aus zentralen Wärmeerzeugungsanlagen (Heizwerke und Heizkraftwerke, d. h. Anlagen, die gleichzeitig Strom erzeugen) mit mehreren 100 MW thermischer und elektrischer Leistung gespeist. Typische Brennstoffe für zentrale Anlagen sind Kohle und Siedlungsabfälle, unterstützt von Erdgas, vereinzelt auch von Erdöl. Nahwärmenetze werden aus Heizkesseln oder Blockheizkraftwerken (BHKW) gespeist. BHKWs erzeugen (meist mit Motoren) Strom und werden heutzutage überwiegend mit Erdgas befeuert, vereinzelt mit Dieselöl, zunehmend auch mit Biogas und Pflanzenöl.

Da der Transport von Wärme mit deutlichen Verlusten verbunden ist, lohnt sich die Wärmeverteilung über Netze umso mehr, je höher die „Wärmedichte“ ist – die pro m² nachgefragte Wärmemenge. Auch deshalb sind ausgedehnte Fernwärmenetze auf größere Städte konzentriert (Berlin, Hamburg, München, Mannheim, aber auch Flensburg, Schwäbisch-Hall, Ulm). In den größeren Städten mit über 100.000 Einwohnern hat die Nah- und Fernwärmeversorgung einen Anteil von rund 30 % am Wärmemarkt (AGFW 2008: 10). Nahwärmenetze finden sich auch in kleinen Städten und Gemeinden – dort sind sie aber zum großen Teil erst in jüngerer Zeit entstanden. Vor allem in kleineren und mittleren Nahwärmenetzen kommen vermehrt erneuerbare Energien, insbesondere Biomasse, zum Einsatz.

Modern produzierte Fernwärme kommt aus Heizkraftwerken, d. h. aus Anlagen, die mit thermischen Prozessen Strom erzeugen und die abfallende Wärme auskoppeln, um ein Wärmenetz zu speisen. Diese „Kraft-Wärme-Kopplung“ (KWK) steigert die Ausbeute an Energie aus dem Primärenergieträger. Es gab – z. B. in der früheren DDR – jedoch auch große Heizwerke, d. h. große zentrale Anlagen, die nur der Wärmeerzeugung dienten und eine Leistung ins Fernwärmenetz einspeisten, die für mehrere Zehntausend Wohneinheiten reichte. Ein mit Holzpellets befeuerter Kessel, der der Wärmeversorgung eines Neubaugebiets dient, ist auch ein „Heizwerk“. Das damit verbundene Verteilsystem würden wir als Nahwärmenetz bezeichnen. Im Jahre 2006 stammten 84 % der als Fernwärme verteilten Wärme aus Heizkraftwerken (d. h. KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung), 15 % aus Heizwerken und 1 % aus industrieller Abwärme. Im Jahre 1999 waren dies noch 79 % aus Heizkraftwerken, 19 % aus Heizwerken und 2 % aus industrieller Abwärme (AGFW 2008: 11). Damit ist der Anteil der energieeffizient aus KWK-Anlagen erzeugten Wärme in den letzten Jahren leicht angestiegen.

Stromversorgung

Strom, der für alle Bereiche des Lebens essenziell ist, wird in Deutschland überwiegend in großen, zentralen Wärmekraftwerken hergestellt (d. h. in Anlagen, die Strom aus Wärme mit Hilfe von gas- oder dampfbetriebenen Turbinen erzeugen). Die Brutto-Stromerzeugung kam im Jahr 2008 zu jeweils 23 % aus Atomenergie und Braunkohle, zu 20 % aus Steinkohle, zu 13 % aus Erdgas und zu 15 % aus erneuerbaren Energien; der Rest wurde aus Müll, Mineralöl, Pumpspeicherkraft u. a. hergestellt (BDEW 2009). Der Strom aus erneuerbaren Energieträgern kam in 2008 zu 3,4 % aus Wasserkraft, zu 6,5 % aus Windkraft, zu 4,5 % aus Bioenergie und zu 0,6 % aus Photovoltaik (anteilig an der gesamten Bruttostromerzeugung).

Erneuerbare Energieträger in der Stromerzeugung werden zurzeit noch in kleineren Anlagen eingesetzt, die bis zu vier Größenordnungen unter den zentralen Anlagen liegen. Große Kohle- und Atomkraftwerke haben eine elektrische Nennleistung von über 1.000 MW; eine PV-Anlage auf dem Dach eines Einfamilienhauses hat vielleicht eine Leistung von 3 bis 10 kWp (es gibt aber auch Anlagen über 1 MWp auf Flughäfen und ähnlichen Gewerbebauten). Windkraftparks, die offshore geplant sind, könnten pro Park z. B. 600 MW einspeisen, Biogas kann in BHKWs von unter 100 kW bis 30 MW oder mehr eingesetzt werden.

Da Strom kaum speicherbar ist, müssen Angebot und Nachfrage einander ständig angepasst werden. Der Stromverbrauch schwankt im Laufe des Tages. Zeiten der Spitzenlast sind der Morgen und der Mittag, Zeiten der geringsten Nachfrage liegen in den Nachtstunden. Die immer nachgefragte Leistung, die Grundlast, wird von Kraftwerken bedient, die nicht kurzfristig an- und ausgeschaltet werden können, also durch Atom- und Braunkohlekraftwerke. Diese Kraftwerke haben in der Regel auch geringe Stromgestehungskosten (Vorketten und Nachsorge nicht mit eingerechnet). Der Energieträger Steinkohle bedient die Mittellast, Öl, Gas und Pumpspeicher die Spitzenlast.

Zudem ist der Stromverbrauch nicht vollständig prognostizierbar. Daher muss sogenannte Regelenergie bereitstehen, die in Fällen von höherem (oder niedrigerem) Stromverbrauch kurzfristig die Lücke schließen (oder abgeschaltet werden) kann. Hier ist nicht der Ort, um auf die Reserveregulungen des kontinentaleuropäischen Stromnetzes einzugehen. Es sei nur erwähnt, dass in der Vergangenheit die Regelenergie zum großen Teil aus gebauter Stromerzeugungskapazität bestand – aus Kraftwerken, die innerhalb von Minuten aktiviert werden können. Da erneuerbare Energien im Stromnetz bei der Einspeisung Vorrang haben, übernehmen Gas-, Öl- und Pumpspeicherkraftwerke die Regelleistung.

1.2 Energieversorgung morgen

Die Klimaschutzziele der europäischen und deutschen Politik sind mit folgenden Strategien zu erreichen:

- (1) Steigerung der Effizienz im Endverbrauch,
- (2) Steigerung der Effizienz in der Bereitstellung von Energie (d. h. in der Umwandlung von Primär- in Endenergie),
- (3) Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger an der Stromerzeugung,
- (4) Steigerung des Anteils der Kernenergie an der Stromerzeugung.¹

Option (4) ist irrelevant für unsere Betrachtung, weil sie in Deutschland politisch nicht gewollt ist. Es bleiben (1) Effizienzsteigerung im Endverbrauch, (2) Effizienzsteigerung in Umwandlung, Speicherung und Transport und (3) Ausbau der erneuerbaren Energieträger.

Zu allen drei Themenfeldern gibt es europäisches und deutsches rechtliches Regelwerk. Auf deutscher Ebene sind zu nennen: Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das novelierte Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG 2009), das Energie-Einspargesetz (EnEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) für Strom, das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) für Wärme sowie eine Reihe von untergesetzlichen Regelwerken wie die Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV). Auf deren Inhalte hier detailliert einzugehen, würde den Rahmen des Beitrags sprengen, wir behandeln aber ihre Implikationen für die Stadttechnik an gegebener Stelle.

Chancen zur Realisierung von angebots- und nachfrageseitigen Effizienzsteigerungen und eines verstärkten Ausbaus der erneuerbaren Energieträger bieten in Deutschland der

¹ Die CCS-Technologie (Carbon Dioxide Capture and Storage) nennen wir hier nicht, weil sie derzeit für typische Kraftwerke noch nicht verfügbar und zudem mit großen Unsicherheiten verbunden ist.

geplante Ausstieg aus der Atomenergie und die altersbedingte Stilllegung konventioneller Kraftwerke. Bis 2030 sollen in Deutschland zwischen 50.000 und 80.000 MW_{el} Leistung vom Netz gehen, das sind gemessen an der gegenwärtig installierten Kraftwerksleistung von rund 120.000 MW_{el} rund 50 bis 60% der Kapazitäten. Die dabei entstehenden Investitionskosten werden derzeit auf 50 bis 60 Mrd. € geschätzt (Ziesing, Matthes 2003). Damit steht die Stromversorgung vor einem neuen Investitionszyklus, der zu einem grundlegenden Strukturwandel der bislang zentralisierten Stromversorgung führen könnte, wenn dieses historische Zeitfenster entsprechend genutzt wird.

Hierbei spielt die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eine zentrale Rolle. Stromerzeugung aus Verbrennungsprozessen (auf die wir noch für Jahrzehnte angewiesen sein werden) ist aufgrund physikalischer Gegebenheiten mit hohen Verlusten verbunden. Die anfallende Abwärme nicht zu nutzen, während anderweitig Primärenergieträger verbrannt werden, um Wärme zu erzeugen, ist nicht effizient. Die Herausforderung besteht darin, die Stromerzeugung dorthin zu bringen, wo Wärme – und auch Kälte! – gebraucht wird.

Wärme und Kälte

Insgesamt wird der Bedarf an Raumwärme deutlich abnehmen. Der neu hinzugebaute Gebäudebestand wird in Niedrigenergie- oder Passivbauweise erstellt werden. Da dieser neue Bestand nur 1% pro Jahr beträgt, fällt er kurzfristig kaum ins Gewicht, langfristig natürlich doch: deshalb ist darauf zu achten, dass mit den Neubauten von heute keine energetischen Altlasten von morgen geschaffen werden. Es ist zu erwarten, dass aufgrund des EEWärmeG die Nachfrage nach solarer Warmwasserbereitung und nach Wärmepumpen steigen wird, ebenso die Nachfrage nach Biomasse zur Beheizung sowie nach Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung.

Im Bestand werden steigende Energiepreise und gesetzliche Vorgaben die energetische Sanierung vorantreiben – in welchem Ausmaß, hängt von Motiven und Interessen einzelner Akteure ab und von den Anreizen und Hemmnissen, denen sie sich gegenübersehen.

Ein wichtiges Handlungsfeld im Bestand ist die Einführung dezentraler KWK im Zuge koordinierter energetischer Sanierung. Es mag technisch zwar möglich sein, Bestandsgebäude auf Passivhausniveau zu sanieren, nur wenige Entscheidungsträger werden dies jedoch als sinnvoll erachten. Es bleibt also ein Grundbedarf an Raumwärme. Dies bietet die Möglichkeit, bei grundlegender energetischer Sanierung, die in der Regel einen Austausch der Heizungsanlagen mit sich bringt, KWK in Form von BHKWs, die ganze Gebäudegruppen versorgen können, in den Bestand einzubauen. Auf diese Weise werden Nahwärmenetze geschaffen, die später gegebenenfalls zu einem größeren Netz zusammengeschlossen oder an ein bestehendes Fernwärmenetz angehängt werden können.

Ebenso gilt es, Abwärme aus gewerblichen und industriellen Prozessen zu nutzen, wenn dies möglich ist, beispielsweise Prozesswärme aus Raffinerien oder Betrieben der Lebensmittelherstellung.

Eine besondere Herausforderung ist die sich abzeichnende wachsende Nachfrage nach Raumkühlung. Alterung der Gesellschaft, steigender Komfortbedarf, Klimawandel und fehlender sommerlicher Hitzeschutz bei den neu errichteten gut wärmegeprägten Gebäuden werden die Nachfrage stark ansteigen lassen. Die heute üblichen Kompressions-

Kältemaschinen verbrauchen relativ viel Strom; die alternative Technik zur aktiven Kühlung, Absorptions-Kältemaschinen (die mit Wärme betrieben werden können), benötigen viel Fläche. Passive Techniken zur Kühlung gibt es z. B. durch Erdkälte. Diese sind im Bestand jedoch nicht leicht zu realisieren.

Strom: Verbrauch

Die Stromnachfrage ist in den letzten Jahrzehnten ständig gestiegen, sowohl in industriellen Anwendungen (die hier nur am Rande Thema sind, weil die Industrie sich z. T. selbst versorgt), als auch im Haushalts-, Gewerbe- und Dienstleistungsbereich. Zwar gibt es beträchtliche Einsparpotenziale, z. B. durch Effizienzsteigerung von Geräten und Beleuchtung sowie bedarfsgesteuerter Ein- und Ausschaltung, jedoch kommen laufend neue Anwendungen hinzu: Unterhaltungselektronik und mobile Anwendungen, die Strom aus dem Netz beziehen, wenn sie aufgeladen werden. Ebenso bringt das (wärme-)effizientere Bauen oft auch neue Anwendungen mit sich: Strom für den Betrieb von mechanischen Lüftungsanlagen, von Wärmepumpen und Heizspiralen, die Wasser- und Lufterwärmung bei sehr kalten Außentemperaturen unterstützen, sowie Anwendungen der aktiven Raumkühlung. Insgesamt ist es nicht abzusehen, dass der Endenergieverbrauch an Strom so stark sinken wird bzw. gesenkt werden kann wie der an Wärme. Jedoch liegen erhebliche Einsparpotenziale in einem intelligenten Netzbetrieb. Darauf gehen wir später ein.

Strom: Erzeugung

Seit Inkrafttreten des EEG hat der Anteil an Strom aus erneuerbaren Energieträgern stark zugenommen. Strom aus Windkraft dominiert den Mix der erneuerbaren Energien, gefolgt von Strom aus Biomasse. Solarstrom, in Deutschland überwiegend Photovoltaik (PV), hat seinen Anteil zwar auch stark gesteigert, trägt zur Zeit aber nur 4 % des Stroms aus erneuerbaren Energien und nur 0,6 % des Stroms aus allen Energieträgern bei. Zwar wird der Anteil von PV-Strom noch steigen, aber er wird aller Voraussicht nach kaum einen Anteil im zweistelligen Prozentbereich am Bruttostrommix erreichen. Das Potenzial für Strom aus Geothermie wird als höher eingeschätzt, wird sich aber bestenfalls im unteren Mittelfeld bewegen. Es bleibt die Dominanz von Windstrom, wobei der Zubau vor allem Offshore erfolgen wird, gefolgt von Strom aus Biomasse.

Dies wird unsere Stromversorgung deutlich verändern: Die Fluktuation der Einspeisung wird steigen und somit der Bedarf an (positiver und negativer) Regelenergie. Zwar sind manche der erneuerbaren Energieträger grundlastfähig (Geothermie, Biomasse), planbar (Biomasse) oder produzieren gar zu Zeiten hoher Nachfrage (PV), jedoch wird der Windstrom den weitaus größten Anteil beisteuern.

Gleichzeitig ist ein Ausbau der Stromerzeugung aus KWK zu erwarten. Der Anteil an KWK-Strom lag 2005 in Deutschland bei 12,6 % (Eurostat 2008). Durch den befristeten Schutz des novellierten KWKG soll er in den nächsten Jahren auf 25 % gesteigert werden.

Strom: Lastenmanagement und Netzbetrieb

Schon heute kommt der Systemintegration dezentraler Optionen ein bedeutender Stellenwert zu. Unter dezentralen Optionen versteht man sowohl Erzeugungsanlagen, die in die

Mittel- und Niederspannungsnetze einspeisen, als auch Effizienz- und Lastmanagementmaßnahmen bei den Kunden, die aus diesen Netzebenen Strom beziehen. „Systemintegration“ meint die Integration dieser dezentralen Optionen in Stromnetze und -märkte.

Insbesondere können viele dezentrale Energieoptionen zu einem „virtuellen Kraftwerk“ vernetzt werden, das über das Internet zentral gesteuert wird. Dies besteht sowohl aus dezentralen Erzeugern (Blockheizkraftwerke, Notstromaggregate, usw.), die zu einem virtuellen Großkraftwerk verbunden sind, das dann mehr Strom erzeugt, wenn Regelenergie gebraucht wird, als auch aus Verbrauchern, die Regelenergie bereitstellen, indem sie ihre Stromnachfrage managen (lassen): Sie reduzieren die Stromnachfrage in Zeiten hoher Last (durch Abschalten von zeitlich verschiebbarem Gerätebetrieb, wie Klimaanlage, aber auch Waschmaschinen und Trockner) und führen variable Anwendungen durch, die an keine genaue Zeit gebunden sind, wenn die Last niedrig und die Stromeinspeisung hoch ist. Auf diese Weise kann Regelenergie aus abschaltbaren Lasten statt aus gebauten Reservekraftwerken gewonnen werden: „Negawatt“, wie Amory Lovins es formulierte. Virtuelle Kraftwerke können erheblich zur Effizienzsteigerung des Netzbetriebes beitragen.

Die Kommunikation zwischen (Verteil-)Netzbetreibern und dezentralen Erzeugern und Verbrauchern wird interaktiv sein, aber auch mittels flexibler Tarifierung und Rundsteuerung von Geräten erfolgen. Netze, Einspeiser und Abnehmer werden zum „Smart Grid“. Es ist denkbar, dass auch Elektromobilität in den Betrieb des Stromnetzes einbezogen wird: Rein elektrisch betriebene oder Hybrid-Fahrzeuge könnten als Stromspeicher dienen, indem sie zu lastschwachen Zeiten ihre Batterien aus dem Stromnetz aufladen.

Der Einsatz dezentraler KWK für die Bereitstellung elektrischer Regelenergie erfordert neue Lösungen für die Wärmespeicherung. Speicher, die Wasser oder Salzlösungen benutzen, brauchen viel Platz. Zum Teil könnten bestehende Wärmenetze als Speicher genutzt werden. Eine andere Möglichkeit liegt in wärmespeichernden Baumaterialien. Hierzu besteht jedoch noch großer Bedarf an Forschung und Entwicklung.

1.3 Abwasser- und Abfallmanagement heute und morgen

Unsere Siedlungswasserwirtschaft ist dadurch gekennzeichnet, dass wir die unterschiedlichsten Stoffe, wertvolle wie schädliche, vermischen und mit Wasser hoher Qualität abführen, um sie aufwendig wieder zu trennen. Dabei verlieren wir Wertstoffe und verbrauchen kostbares Wasser. Wir wollen dabei auf die sich abzeichnenden Schnittstellen zwischen Wasser-, Abwasser- und Abfallmanagement sowie Energieversorgung hinweisen.

Unser Abwasser enthält noch viel ungenutzte Energie wie Wärme- und chemische Energie. Diese effizient zu nutzen, kann ein Baustein einer klima- und ressourcenschonenden Stadttechnik bzw. des „Energiesystems Stadt“ sein. Ebenso gibt es deutliche Verbesserungspotenziale in der Abfallwirtschaft. Unser Abfallmanagement ist zwar Folge des politischen Ziels der Kreislaufwirtschaft, verschenkt aber Effizienzpotenzial aufgrund von kleinteiligen, inkonsistenten und konfligierenden Regelungen. Statt Wertstoffe aus allen Produkten nach Stoffgruppen zu trennen und einer sinnvollen Verwertung zuzuführen (was auch die thermische Verwertung sein kann, d.h. Verbrennung mit nachgeschalteter KWK), wird Verpackungsabfall ausgesondert und zum Teil aufwendig recycelt, nicht immer in qualitätsvolle Produkte. Gleichzeitig wird organischer Abfall noch recht wenig erfasst.

Anstatt dass er energetisch genutzt wird, senkt er – bei Mischung mit Restabfall – den Heizwert des letzteren.

Abwasser- und Abfallmanagement müssen integrativ betrachtet werden. Bei beiden geht es um den Transport von Stoffen mit hoher Relevanz für unsere Energieversorgung. Frachten des Abwassers könnten ökologisch und verfahrenstechnisch sinnvoll mit Frachten des Abfalls kombiniert werden. Einzelne Kommunen erkennen bereits derartige Synergien und beginnen, entsprechende Schritte zu unternehmen.

Folgende Trends sind auszumachen (wir erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit):

- Rückgewinnung der Wärmeenergie aus Abwasser im Haus oder im Kanalnetz,
- integratives Management der Biomasse, die in unseren Städten anfällt, sei es im Abwasser oder im Abfall, im häuslichen oder gewerblichen Bereich, und ihre stoffgerechte Behandlung (Kompostierung, thermische Verwertung, Trocken- oder Nassvergärung mit KWK-Verstromung des anfallenden Biogases),
- Nutzung der Abkälte von Anlagen der Trinkwasserversorgung für die Kühlung von Gebäuden oder kommerziellen Anwendungen (z. B. IT-Infrastruktur).

1.4 Dezentralisierung infolge technologischer Entwicklungen

Die oben skizzierten Entwicklungen implizieren eine Dezentralisierung der stadttechnischen Infrastrukturen, insbesondere der Energie-Infrastruktur. „Dezentralisierung“ meint, dass einzelne Erzeugungseinheiten kleiner werden, als sie es im zentralen System sind (das heute vorherrscht und Modell bei dem Vergleich zentral – dezentral steht), und dass es deren viele gibt. Dezentralisierung kann zudem auch bedeuten (und so benutzen wir den Begriff hier auch), dass die Versorgung kleinräumiger wird, d. h. dass räumlich kleinere Siedlungseinheiten sich in größerem Maße selbst versorgen. Für die Stromversorgung bedeutet dies, dass es zu einer neuen Verteilung zwischen Großkraftwerken und dezentralen Anlagen kommt, die verbrauchernah in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen.

Der massive Ausbau von erneuerbaren Energien und die Erschließung der Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung erfordern zum einen die weitgehende Ausschöpfung der Potenziale vor Ort, zum anderen ist es wegen Verlusten beim Transport in der Regel auch sinnvoll, lokal erzeugte Energie auch lokal zu verbrauchen. Wärme eignet sich z. B. kaum zur weiträumigen Verteilung (wo es große ausgedehnte Fernwärmenetze gibt, wie z. B. in der Rheinschiene, dienen die Netze auch als Speicher). Auch beim Transport von Strom kann es zu Verlusten von 10% und mehr kommen, insbesondere bei der Umspannung. Die Nutzung von Abwärme und Abkälte in anderen Infrastruktursystemen (Wasser, Abwasser, Abfall) legt ebenfalls einen lokalen Verbrauch nahe.

Allein große Offshorewindparks, solarthermische Kraftwerke und konzentrierte Geothermie genügen noch dem Bild der zentralen Energieumwandlungsanlage, die die Sekundärenergie oder Endenergie weiträumig verteilt. In Deutschland dürfte allein die Offshorewindkraft in Zukunft zentral organisiert sein. Solar- und geothermische Kraftwerke sind aufgrund der vergleichsweise geringen bzw. partiellen Verfügbarkeit der Primärressourcen in Deutschland in großem Stile nicht plausibel. Das virtuelle Kraftwerk ist per Definition eine dezentrale Lösung.

Diese Dezentralisierung wird unseres Erachtens auch erfolgen, wenn Konzepte wie Desertec umgesetzt werden. Desertec ist die Vision einer hochvolumigen Stromerzeugung mit solarthermischen Kraftwerken in der Sahara, der erzeugte Strom ist für den Export nach Europa bestimmt. Diese Vision ist bestechend. Der Import von Strom aus Regionen der Welt, in denen er mit klima- und umweltfreundlichen Techniken hergestellt werden kann, ist sicher ein wichtiger Baustein für eine nachhaltige Energieversorgung. Wenn wir in Deutschland baldmöglichst auf Strom aus Kohle verzichten wollen, werden wir nicht umhinkönnen, Strom aus erneuerbaren Energien zu importieren. Dennoch ist der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland programmiert und sollte weiterverfolgt werden, im Sinne einer Diversifizierung der Optionen.

Bei Wasserversorgung und Abwassermanagement ist die Zeit der Skalenerträge vorbei, die die hohen Fixkosten zentraler stadttechnischer Ver- und Entsorgungssysteme durch steigende Kundenzahlen und Pro-Kopf-Verbräuche auffangen konnten. Halten Trends wie der Bevölkerungsrückgang und die Verkleinerung der Haushalte an, werden die Grundkosten für Wasserver- und -entsorgung überproportional steigen. Wirtschaftliche und ökologische Erwägungen gebieten es, in Alternativen zu den historisch gewachsenen zentralen Ver- und Entsorgungssystemen einzusteigen. Aufgrund der langen Persistenz dieser Systeme sollte je nach Kontext, Verbrauchsstruktur und wirtschaftlicher Situation ein Mix aus zentralen, semizentralen und dezentralen Lösungen realisiert werden (z. B. Schott 2006: 255).

2 Regionale Versorgung durch regionale Akteure

Die oben beschriebene Dezentralisierung impliziert eine potenziell tief greifende Veränderung der Struktur des Energiemarkts. Viele kleine Akteure werden auftreten: dezentrale Stromerzeuger (Betreiber von hauseigenen PV-Anlagen, Blockheizkraftwerken, kleinen Wasserkraftwerken am örtlichen Fluss, Windparks im Außenbereich, Biomasseanlagen) und Stromverbraucher, die durch Lastenmanagement zu einer effizienteren Stromversorgung beitragen (Haushaltskunden, kommunale Liegenschaften, Gewerbe und Industrie). Zudem ist geboten, dass die bisher weitgehend brachliegenden stofflichen und energetischen Potenziale von Wasserversorgung, Abwasser- und Abfallmanagement genutzt werden. Dies kann nur durch eine intelligente und systematische Kopplung aller stadttechnischen Infrastrukturbereiche geschehen. Wer vernetzt diese Infrastrukturbereiche? Wer integriert Optionen auf Angebots- und Nachfrageseite? Wer koordiniert die vielen dezentralen Akteure?

Kommunale Stadtwerke scheinen prädestiniert, diese Rolle zu übernehmen. Sie können erhebliche Synergieeffekte erschließen. Sie vereinen die Vorteile der Nähe zum Kunden, des Betriebs der Verteilnetze und der Kenntnis verschiedener Infrastrukturbereiche. Idealerweise pflegen sie eine gute Verbindung mit den Zweigen der kommunalen Verwaltung, die mit Stadttechnik befasst sind: Hoch- und Tiefbau, Stadtplanung, Bau- und Grünämter. Ebenso können sie wohl eher Promotoren von lokalen politischen Zielen sein – z. B. von umweltpolitischen Anliegen – als privat agierende Unternehmen, deren Zentrale womöglich weit entfernt ist.

Durch eine aktive Rolle von kommunalen und regionalen Stadtwerken würden weitere Vorteile entstehen, die die regionale Entwicklung befördern:

- eine Steigerung der regionalen Wertschöpfung (d. h. Verbleib von Arbeits- und Kapitaleinkommen in der Region),
- ein positiver Beitrag zu den Kommunalfinanzen,
- der lokal verbleibende und gestärkte Einfluss auf die Gestaltung der Stadttechniken und ihre Ausrichtung auf klima- und umweltpolitische Ziele.

2.1 Wirtschaftliche Vorteile lokalen und regionalen Engagements

Das zentrale, konventionelle Energiesystem ist mit Kaufkraftabfluss und internationaler Arbeitsteilung verbunden. Es fördert vor allem Kaufkraft und Beschäftigung außerhalb der jeweiligen Verbrauchsregion. Die stetig steigenden Energiepreise lassen das Volumen des regionalen Kaufkraftabflusses künftig weiter ansteigen. Dieser Betrag steht somit nicht mehr für regionalen Konsum, Investitionen und Beschäftigung, d. h. für die regionale Wertschöpfung, zur Verfügung.

Bekanntlich leisten die bislang über 1.350 kommunalen Unternehmen in Deutschland einen substanziellen Beitrag zu regionaler Wertschöpfung und Beschäftigung. 2007 erwirtschafteten sie einen Gesamtumsatz in Höhe von 70,9 Mrd. €, tätigten Investitionen in die Stadttechniken in Höhe von 6,7 Mrd. € und beschäftigten rund 233.000 Mitarbeiter (Wübbels 2008: 4).

Diese Zahlen werden aber erst im Vergleich zu den zentralen bzw. überregionalen Versorgungsalternativen aussagekräftig. Im Vergleich zur überregionalen Versorgung von Städten und Gemeinden verbleiben größere Teile der von den Stadtwerken realisierten Erlöse, aber auch der Löhne und Gehälter der Beschäftigten in der Region und induzieren dort weitere regionale Wertschöpfung. Dies wird durch eine Reihe empirischer Untersuchungen belegt (z. B. Eduard Pestel Institut 2006 und 2008). Allein knapp 80 % der Investitionen kommunaler Unternehmen werden als Aufträge an die regionale Wirtschaft vergeben (Wübbels 2008: 4). Die genannten Studien zeigen auch, dass vor allem der Betrieb örtlicher Anlagen überproportional zu lokaler Wertschöpfung und Beschäftigung beiträgt. Vor allem Energiedienstleistungen, die zu einer effizienteren Nutzung von Energie beitragen, induzieren in mehrfacher Hinsicht positive Beschäftigungseffekte: einmal durch Herstellung, Installation und Betrieb der Anlagen, zum anderen durch die eingesparten Energiekosten. Jochem und Schön fanden heraus, dass die örtliche Beschäftigungswirkung von Investitionen in eine rationelle Energienutzung gegenüber dem Einkauf von Energie ungefähr um den Faktor 5 höher ist (Jochem, Schön 1994: 187 f.).

Stadt- und Gemeindewerke sind eine wichtige Einnahmequelle für die Eigentümerkommunen. Sie steuern Konzessionsabgaben, Gewerbesteuern und Gewinnabführungen zum kommunalen Haushalt bei. Allein für die Strom- und Gasversorgung führen Stadtwerke Konzessionsabgaben in Höhe von rund 1,8 Mrd. € p. a. an die Eigentümerkommunen ab, hinzu kommen Konzessionsabgaben für Fern- und Nahwärme und für die Wasserversorgung in Höhe von schätzungsweise 0,7 – 0,9 Mrd. €. Zwar entrichten auch überregionale

Versorger Konzessionsabgaben, die Abgaben der kommunalen Unternehmen sind jedoch vielfach deutlich höher. Der entscheidende Vorteil kommunaler Unternehmen für den kommunalen Haushalt (im Vergleich zu überregionalen Versorgern) liegt darin, dass sie die Gewerbesteuer und einen Teil ihrer Gewinne an die Heimatgemeinde abführen. Die Gewerbesteuern, die Stadtwerke an ihre Kommunen entrichten, belaufen sich auf einen höheren dreistelligen Milliardenbetrag pro Jahr, die Gewinnabführung auf rund 2 Mrd. € pro Jahr (vgl. VKU 2006: 10).

Zudem tragen die Gewinne der Stadtwerke aus dem Strom-, Gas- und Wasserversorgungsbereich in Form des kommunalen Querverbundes zur Finanzierung des defizitären ÖPNV und anderer defizitärer Versorgungssparten (z. B. Schwimmbäder) bei. Damit werden die kommunalen Haushalte zusätzlich indirekt in einer Größenordnung von mehreren Milliarden Euro entlastet (Hennerks 2000). Die Beihilferechtskonformität wird dabei zwar immer wieder angezweifelt, aber die Europäische Kommission hat jüngst mehrere Beihilfebeschwerdeverfahren (u. a. Stadtwerke Gießen) formlos eingestellt. Die genaue Begründung ist derzeit im Einzelnen zwar noch unklar, aber es ist offensichtlich, dass die Kommission Beschwerden gegen die Quersubventionierung nicht weiter verfolgt (Brohm 2010: 12).

Mehrere Autoren (u. a. Hohmeyer et al. 2000; Hohmeyer 2003; Krämer, Seidel 2004; DBV et al. 2005; Breuer, Holm-Müller 2006; Energieagentur NRW 2006; Conrad 2006) haben gezeigt, dass die Marktdiffusion der erneuerbaren Energien und Energieeffizienztechnologien vor allem die regionale Wertschöpfung und den regionalen Arbeitsmarkt fördert. Dies ist insbesondere für bislang strukturschwache Regionen eine große Entwicklungschance, in denen ansonsten eine weitere Abwanderung von Arbeitskräften und eine weitere Reduktion der regionalen Wertschöpfung drohen. Diese Studien belegen auch, dass es sich dabei um regionale Schlüsselinvestitionen handelt, die eine Modernisierung der regionalen Wirtschaftsstruktur bewirken. Selbst durch relativ geringe Investitionen in kommunale Infrastrukturen können erhebliche positive Folgewirkungen induziert werden. Die Beratungsgesellschaft Roland Berger (2007) geht davon aus, dass allein die Marktdiffusion der erneuerbaren Energien bis 2030 hinsichtlich ihres Beschäftigungsvolumens die Bedeutung der Autoindustrie erreichen dürfte.

Dass dezentrale Energiesysteme die regionale Wertschöpfung entscheidend fördern können, illustriert das Beispiel der Stadt Wolfhagen in Nordhessen, die sich das Ziel gesetzt hat, eine 100 %-Erneuerbare-Energien-Region zu werden. Bei 13.000 Einwohnern beträgt der Kaufkraftverlust dieser Stadt durch die überregionale Versorgung ca. 15 Mio. € im Jahr. Wenn dort die Stromerzeugung bis 2015 zu 100% auf erneuerbare Energien umgestellt ist, verbleiben bei einem unterstellten Verbrauch von 33.874 MWh und bei Energiekosten von 20 Cent/KWh dem Stadtwerk eine zusätzliche Kaufkraft von ca. 6,7 Mio. €. Diese zusätzliche Kaufkraft stößt durch induzierte Effekte eine weitere regionale Wertschöpfung an (siehe auch unser Fallbeispiel Wolfhagen unten).

Bei den dezentralen Energietechnologien ist für eine hohe regionale Wertschöpfung der Betrieb der Anlage von entscheidender Bedeutung, denn die Planung und Montage der Anlage sind lediglich Einmaleffekte. Die regionale Wertschöpfung wird durch folgende Faktoren beeinflusst:

- Länge der Wertschöpfungskette, die abhängig ist von Energieträger und Technologieband,
- Umsatz und Wirtschaftlichkeit auf jeder Wertschöpfungsstufe,
- Anteil an der Wertschöpfungskette, der regional geleistet werden kann.

Für Kommunen, die über keine eigenen Stadtwerke (mehr) verfügen, könnte der Einstieg in die Eigenerzeugung und in den Vertrieb an Endkunden der Ausgangspunkt für den Aufbau neuer Stadtwerke werden. Auf diese Weise können Stadtwerke und Städte und Gemeinden am Energiegeschäft partizipieren und mittelfristig auch den (Rück-)Kauf von Stromnetzen finanzieren.

Ebenso sind virtuelle Kraftwerke für Stadtwerke ein lukratives, neues Geschäftsfeld. Durch den Verkauf von Strom zu Peak-Zeiten auf den Spot- und Terminmärkten können beispielsweise heute an der European Energy Exchange (EEX, der Leipziger Strombörse) Strompreise bis zu 49,4 ct/kWh erzielt werden. Zudem können bei Strom und Gas Lastspitzen und Fahrplanabweichungen vermieden werden. Auch dies trägt zur Kostenreduktion bei, die durch Preissenkungen an die Kunden weitergereicht werden kann, was wiederum die Attraktivität des Standortes und die lokale/regionale Wertschöpfung steigern würde.

Die Förderung der regionalen Wertschöpfung durch dezentrale Energiesysteme besitzt in der Bevölkerung eine hohe Akzeptanz, ist in den Regionen parteiübergreifend mehrheitsfähig und bei der Etablierung von 100%-EE-Regionen oftmals ein gewichtigeres Argument als der Klimaschutz (Hoppe-Klipper 2008: 8). Auch für den Boom der Windenergie in Dänemark war die Teilhabe der Bürger ein wichtiger Motor.

Durch kommunale Eigenerzeugung werden zudem die Bezugsquellen diversifiziert und die Stadtwerke unabhängiger von den großen Energiekonzernen, die den Erzeugungsmarkt beherrschen. Auch im Gassektor zeichnet sich eine Tendenz dahin ab. Im Upstream-Bereich können sie durch Beteiligungen an Bohrungen in Gasfeldern oder durch den Bau von Speichern die Preisgestaltung beeinflussen und die Versorgungssicherheit erhöhen. Damit können die Kunden (private Haushalte und Industrie) von Energiekosten entlastet und, in Zeiten steigender Gaspreise, die entsprechenden Kommunen zu attraktiven Standorten werden. Vor allem im Bereich der Bioenergien kann zwischen Rohstoffproduktion, Transport, Umwandlung und Vertrieb eine abgestimmte Wertschöpfungskette entwickelt werden.

2.2 (Re-)Kommunalisierung: Städte erkennen ihre Chancen

Es scheint, als ob Städte die Vorteile einer aktiven Rolle in der Versorgung ihrer Bürger mit stadttechnischen Dienstleistungen zu erkennen beginnen. In allen Bereichen der Stadttechnik ist eine Tendenz zur (Re-)Kommunalisierung erkennbar; der Trend zur Privatisierung scheint zumindest gebremst.

Viele Kommunen holen stadttechnische Dienstleistungen unter das „Dach des Rathauses“ zurück. Im Bereich der Abfallentsorgung spricht man sogar von der „orangenen Revolution“. Über 100 Kommunen und Landkreise haben in letzter Zeit ihre Abfallentsorgung (re-)kommunalisiert. Auch im Bereich der Wasserversorgung und Abwasserentsorgung

gibt es einige spektakuläre Rekommunalisierungen wie den Rückkauf von privatisierten Anteilen an Wasserwerken.

Im Energiesektor haben in den letzten Jahren eine Reihe von meist kleineren Städten und Gemeinden ihre Energieversorgung (re-)kommunalisiert. Beispiele dafür sind die Städte Nürnbrecht (Nordrhein-Westfalen), Bergkamen (NRW), Börnsen (Schleswig-Holstein), Ahrensburg (Schleswig-Holstein), Wolfhagen (Hessen), Bad Vilbel (Hessen), Rüsselsheim (Hessen) sowie sieben Bodenseegemeinden (Baden-Württemberg). Aber auch größere Städte sind dabei, die Energieversorgung zu rekommunalisieren. Die Stadt Hamburg hat ihre Energieversorgung wieder selbst in die Hand genommen. Seit Sommer 2009 ist das Unternehmen „Hamburg Energie“ mit Ökostromhandel an den Markt getreten, geplant sind weitere Aktivitäten, wie der Handel mit Regelenergie.

Bei den gegenwärtigen (Re-)Kommunalisierungen spielen neben der Unzufriedenheit mit privaten Anbietern auch wirtschaftliche und ökologische Gesichtspunkte eine wesentliche Rolle. Ernst & Young (2008) schätzen, dass 10% jener Kommunen, die zuvor Bereiche privatisiert haben, eine Rekommunalisierung planen (Ernst & Young 2008: 4). Bei diesen Kommunen ist der Anteil derer, die mit den Ergebnissen der Privatisierung unzufrieden sind, mit 20% relativ hoch (ebenda: 18). Aber auch Kommunen, die bislang noch nicht privatisiert haben, entscheiden sich für die Kommunalisierung von Leistungen der Daseinsvorsorge. Zudem weiten kommunale Unternehmen ihre Wirtschaftstätigkeit aus und erschließen neue Geschäftsfelder.

Grundsätzlich kann allerdings konstatiert werden, dass im Vergleich zu den Privatisierungen bisher nur wenige Rekommunalisierungen von Unternehmen der öffentlichen Daseinsvorsorge durchgeführt wurden. Diese ziehen jedoch viel Aufmerksamkeit auf sich, rühren sie doch an die bislang vorherrschende Auffassung, private Unternehmen seien effizienter als staatliche. Die Erfahrung hat jedoch gezeigt, dass private Anbieter nicht immer günstiger und besser sind als kommunale Betriebe. Rekommunalisierte Betriebe sind oftmals besser aufgestellt, denn mit einer Rekommunalisierung geht in der Regel eine Modernisierung und betriebswirtschaftliche Neuausrichtung einher (Wiebe, Schürer 2007: 50-52; Ernst & Young 2008: 18).

Der Trend zur Rekommunalisierung stadttechnischer Infrastrukturbereiche scheint ungebrochen. In den nächsten Jahren bietet das Auslaufen hunderter Konzessionsverträge die Chance zur Gründung von Stadtwerken bzw. zu Netzübernahmen. Was ein aktives Netzmanagement und die Integration dezentraler Optionen in der Stromversorgung für die Kommune leisten können, davon handelt der nächste Abschnitt.

3 Die Rolle des gesetzlichen Rahmens: Beispiel Anreizregulierung für den Netzbetrieb

Die Betreiber der Verteilnetze für Strom, das heißt die Netze unterhalb der Höchstspannungsebene (die lediglich dem Transport über weite Strecken dient) sind wichtige Akteure des Systemumbaus. Das hat auch die deutsche Gesetzgebung erkannt – so scheint es wenigstens. Es gibt jedoch konfligierende rechtliche Vorgaben: Das EnWG behandelt dezentrale Optionen eher wohlwollend, während die Anreizregulierung für den Netzbetrieb sie benachteiligt.

Im Liberalisierungsmodell, das die Rahmenrichtlinien der EG und das deutsche EnWG inspiriert hat, wird den Netzbetreibern die Aufgabe zugewiesen, neutrale Vermittler zwischen Angebot und Nachfrage zu sein (Leprich 2006: 196). Konkret hat der Gesetzgeber die Netzbetreiber in den §§ 11 bis 14 EnWG dazu verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Netz *diskriminierungsfrei* zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist. Zudem haben sie noch weitere Aufgaben zu erfüllen, z. B. sind laut § 14 Abs. 2 EnWG die Verteilnetzbetreiber (VNB) auch dazu verpflichtet, bei der Planung des Verteilnetzausbaues die *Möglichkeiten* von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen explizit zu *berücksichtigen*, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte.

Da der Netzbetrieb ein natürliches Monopol darstellt, muss er reguliert werden. Das in Deutschland vorherrschende Modell der Regulierung ist die Anreizregulierung, geregelt im EnWG und in der „Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze“ (ARegV). Diese Verordnung in ihrer jetzigen Ausgestaltung schafft negative Anreize für die Dezentralisierung der Stromversorgung. Die VNB sehen sich einem Rationalisierungsdruck ausgesetzt, der es ihnen erschwert, dezentrale Optionen in das System zu integrieren. Im Folgenden zeigen wir auf, wo diese Konflikte liegen und machen Vorschläge zur Modifizierung der Anreizregulierung. Zuerst jedoch skizzieren wir verschiedene Philosophien des Netzmanagements, um vor diesem Hintergrund die Defizite der bestehenden Regulierung deutlich werden zu lassen.

3.1 Aktives und passives Netzmanagement

In der Fachdiskussion um die Integration dezentraler Stromerzeugung wird zwischen unterschiedlichen Philosophien des Netzmanagements bzw. Typen von Netzbetreibern unterschieden, dem „passiven“ und dem „aktiven“ Netzbetreiber. Dieser Begriff wurde von Cao und anderen Autoren im Rahmen des EU-Projekts DG-Grid geprägt (Cao et al. 2006; de Joode et al. 2007: 13 f.; Strbac et al. 2006). Diese Autoren haben dabei in erster Linie die ökonomischen Effekte der Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Verteilnetzbetreiber zum Gegenstand ihrer Untersuchungen gemacht, nicht Maßnahmen auf der Nachfrageseite. Es ist jedoch sinnvoll, die Begriffe „aktives“ und „passives Netzmanagement“ auch auf Maßnahmen der Nachfragesteuerung auszudehnen.

Grundsätzlich muss konstatiert werden, dass dezentrale Anlagen der Stromerzeugung sowohl kostensteigernd als auch kostenmindernd wirken können. Kostensteigernd können sie wirken, weil

- sie einen höheren Koordinationsaufwand mit sich bringen und
- die Einspeisung dezentraler Erzeugung die Umkehr von Lastflüssen bewirken kann, was ggf. den Ausbau der Netze erfordert.

So stellt es sich dem Netzbetreiber dar, der sich allein auf die Durchleitung von Strom beschränkt. Kostenmindernd kann der Anschluss dezentraler Optionen im Rahmen eines gesamten Systems „Stromversorgung“ (unterhalb der Höchstspannungsebene) wirken, weil sie

- den Bezug von Strom aus dem vorgelagerten Netz mindern können, insbesondere die Last ausgleichen und so die Erzeugung bzw. den Bezug von teurer Spitzenlast vermeiden helfen,
- Regelenergie dezentral bereitstellen, die ggfs. vermarktet werden kann,
- insgesamt die Flexibilität und Versorgungssicherheit des Systems erhöhen.

Ebenso kann die Tatsache, dass dezentrale Optionen den Stromfluss beeinflussen, genutzt werden, um Vorteile für den Netzbetrieb im engeren Sinne zu generieren. Die Spannung kann reguliert werden, um den Netzbetrieb zu optimieren; Netzverluste können gemindert, Netzverstärkungen verschoben oder vermieden werden.

Diese Vorteile lassen sich in netz- und energiebezogene Vorteile unterscheiden (Leprich 2004: 51).

Aktive und passive Netzmanagement-Philosophien unterscheiden sich nun dadurch, welche Perspektive der Netzbetreiber einnimmt: Das Netz als reine Anlage zur Durchleitung von Strom oder aber den Netzbetrieb als einen Prozess, dessen Kosten von Einspeisern und Abnehmern beeinflusst werden können. Die bedeutendste Systemgrenze beim Anschluss von dezentralen Einspeisern ist die Spannungsanhebung. Reagieren VNB auf den Anschluss dezentraler Optionen lediglich mit Kapazitätserweiterungsinvestitionen, d.h. mit Netzverstärkung oder Netzausbau, wird von einer „passiven“ Netzmanagement-Philosophie bzw. von einer „fit and forget“-Haltung gesprochen (de Jooode et al. 2007: 19). Dies kennzeichnet auch die traditionelle Verhaltensweise der VNB gegenüber dezentralen Optionen (Cao et al. 2006: 64).

VNB mit einer aktiven Netzmanagement-Philosophie hingegen stellen nicht nur das Netz zur Verfügung, sondern sie interagieren im Netzbetrieb ständig mit ihren Kunden auf der Angebots- und Nachfrageseite. Sie statten das Verteilnetz und die angeschlossenen Anlagen mit innovativer Steuerungs- und Regelungstechnologie aus, die es ermöglicht, im Netzbetrieb das Gesamtsystem zu optimieren. Ein Beispiel dafür ist die aktive Spannungsregelung von Verteilnetzen, insbesondere von Niederspannungsnetzen. Mit dieser Maßnahme kann eine höhere Leistung dezentraler Optionen an die gegebene Leitungskapazität angeschlossen werden. Mit diesem Netzmanagement-Verständnis können die unternehmerischen Chancen genutzt werden, die eine Einbeziehung dezentraler Optionen in die Optimierung der Netzlast bieten, um zusätzliche Kosten zu reduzieren oder einen Nutzen zu erwirtschaften.

Die Untersuchungen von Cao et al. (2006) bezogen auf UK und Finnland deuten darauf hin, dass die Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaukosten (Kapitalkosten), die beim Ausbau dezentraler Optionen anfallen, bei einem aktiven Netzmanagement niedriger sind als bei einem passiven Netzmanagement. Prägend für UK ist der Einsatz von Mikro-KWK, für Finnland der Einsatz kleiner Wasserkraftwerke. Die Ergebnisse sind in den Tabellen 1 und 2 zusammengefasst.

Die große Spannbreite der Werte ist sowohl auf den Anteil der dezentralen Erzeugungsanlagen als auch auf ihre Konzentration zurückzuführen. In einigen Fällen mit einer hohen Marktdiffusion dezentraler Optionen sind die Kosten eines aktiven Netzmanagements

höher als die eines passiven (in den städtischen Netzen Finnlands). In diesen Fällen steigen zumindest die Betriebskosten (z. B. Energieverluste, Arbeitskosten usw.) und folglich auch die Gesamtkosten. Die unterschiedlichen Charakteristika der verschiedenen dezentralen Optionen (fluktuierend, nicht fluktuierend) beeinflussen Netzkapazität und Netzverluste. Diese Effekte differieren auch zwischen städtischen und ländlichen Netzen. Insgesamt bilden die Ergebnisse aber die Tendenz ab, dass ein aktives Netzmanagement zu niedrigeren Kosten führt.

Tab. 1: Netzverstärkungskosten UK

Netzmanagement	passiv	aktiv
Ländliche Netze	24 - 84 €/kW	16 - 65 €/kW
Städtische Netze	59 - 472 €/kW	24 - 190 €/kW

Quelle: Cao, D. M. et al. 2006

Tab. 2: Netzverstärkungskosten Finnland

Netzmanagement	passiv	aktiv
Ländliche Netze	122 - 236 €/kW	12 - 100 €/kW
Städtische Netze	11 - 50 €/kW	16 - 70 €/kW

Quelle: Cao, D. M. et al. 2006

Die Studie von de Joode et al. (2007) baut auf der Studie von Cao et al. (2006) auf und untersucht, wie sich die Marktausweitung und Netzintegration von dezentralen Anlagen auf die VNB unter bestimmten Regulierungsbedingungen auswirkt. Sie kommt, bezogen auf die Rahmenbedingungen im UK, zu dem Ergebnis, dass VNB mit einem passiven Netzmanagement-Regime generell nicht von dezentralen Optionen in ihrem Netzbereich profitieren, außer bei einem geringen Anteil der dezentralen Erzeugung (de Joode et al. 2007: 45). Leichte betriebswirtschaftliche Vorteile haben die aktiven VNB. In den meisten Fällen liegt der Nettogewinn der aktiven VNB um 8% über dem der passiven VNB (ebenda: 46).

Grundsätzlich zeigt dies, dass Netzbetreiber einen Einfluss auf die Kosten einer Netzintegration dezentraler Optionen haben und sie dabei zusätzliche Kosten reduzieren und auch Zusatznutzen generieren können. Die Netzmanagement-Philosophie entscheidet darüber, ob die Chance ergriffen wird, ein neues Geschäftsfeld zu erschließen und dabei noch das Netz zu optimieren.

3.2 Aktives Netzmanagement weitergedacht: Die Systemoptimierung

Die Typisierung in passives und aktives Netzmanagement kann noch weiter differenziert werden (IZES et al. 2008: 86-93). Verbindet man die technische Ebene mit Leitbildern von Netzbetreibern sowie deren ökonomischer Rationalität und grundsätzlicher Haltung

gegenüber dezentralen Optionen, kann man vier Typen ausmachen: Den *passiven Netzbetreiber*, den *neutralen Dienstleister*, den *aktiven Netzbetreiber* und den *Systemoptimierer*.

- Der *passive Netzbetreiber* betrachtet dezentrale Optionen in erster Linie als Stör- und Kostenfaktor und ist vor allem an einer Senkung der Netzkosten interessiert. Er nutzt dezentrale Optionen nur in Einzelfällen, um Kostensenkungen zu realisieren, steht ihnen ansonsten aber bestenfalls passiv gegenüber oder verhindert und verzögert sie gar.
- Der *neutrale Dienstleister* akzeptiert die politischen Vorgaben, schließt die exogen vorgegebenen dezentralen Optionen ohne Diskriminierung an und sorgt für einen effizienten Netzanschluss, bleibt aber bei der passiven Netzmanagement-Philosophie des „fit and forget“.
- Der *aktive Netzbetreiber* schließt die ihm angetragenen dezentralen Optionen nicht nur ohne Diskriminierung effizient an, sondern integriert sie nach Möglichkeit in den Netzbetrieb. Zielgröße ist dabei die Reduzierung der eigenen Netzkosten unter systematischer Einbeziehung der extern gegebenen dezentralen Optionen sowie unter Berücksichtigung von Netzinvestitionen und Netzbetrieb.
- Der *Systemoptimierer* erschließt aktiv und systematisch dezentrale Optionen in seinem Netzgebiet, auch auf der Nachfrageseite. Durch die stetige Interaktion mit seinen Kunden verfügt er über einen guten Überblick über den Markt und seine künftige Entwicklung. Dezentrale Optionen und ihre Integration werden so zu einem Bestandteil seiner Planung. Durch ihre systematische Berücksichtigung auf der Grundlage eines einzelwirtschaftlichen Vergleichs (siehe unten) reduziert er die eigenen Netzkosten und die Kosten für das gesamte System „Stromversorgung“.

In Deutschland ist der Typ des passiven Netzbetreibers heute vorherrschend. Unsere obige Beschreibung dieses Typs, dahingehend, dass er dezentrale Optionen verzögert oder gar verhindert, ist nicht Karikatur, sondern Realität. Konflikte zwischen Netzbetreibern und Betreibern dezentraler Anlagen gibt es häufig. Sie entstehen oftmals schon, bevor eine Anlage gebaut werden kann. In einigen Fällen entscheidet das Verhalten des Netzbetreibers bereits in der Planungsphase darüber, ob eine Anlage wirtschaftlich in das Netz integriert werden kann oder nicht (Späth et al. 2006: 22).

Es gibt noch immer ein ganzes Arsenal von Behinderungen und Verzögerungen dezentraler Erzeugungsanlagen durch Netzbetreiber, die die Gerichte, die Clearingstelle EEG, die Kartellbehörden und die Bundesnetzagentur beschäftigen. Die schärfste Form ist die Verweigerung des Netzzugangs. Diese ist allerdings rechtlich nur dann zulässig, wenn der Netzbetreiber „nicht über die nötige Kapazität verfügt“. Die Verweigerung muss allerdings „hinreichend begründet“ und mittels „aussagekräftiger Informationen“ belegt sein. Nach wie vor bereitet in der Praxis die Unterscheidung zwischen Netzanschlusskosten und Netzausbaukosten große Schwierigkeiten. Umstritten ist dabei, wer die Kosten dafür zu tragen hat. Diese Einschätzung wird durch mehrere BGH-Entscheidungen und eine Vielzahl von unterinstanzlichen Entscheidungen belegt. In keinem Bereich des EEG ist die Unsicherheit so groß wie hier. Weitere Beispiele für die Behinderung von Anschlüssen neuer Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien sind (DLR et al. 2001: 45):

- überhöhte Forderungen für den Netzanschluss (das EEG ermöglicht es allerdings, den Netzanschluss auch von fachkundigen Dritten ausführen zu lassen),
- das Anbieten von Einspeiseverträgen, die die Anlagenbetreiber schlechter stellen als das EEG es vorsieht (z. B. hinsichtlich der Laufzeiten),
- das Einfordern umfangreicher Unterlagen (z. B. Übersichtsschaltpläne, Leistungspläne) selbst bei kleinen PV-Anlagen.

Nur wenige Unternehmen könnte man als neutrale Dienstleister bezeichnen. Aktive Netzbetreiber oder gar Systemoptimierer sind weitgehend noch Zukunftsvision. Es gibt in Deutschland derzeit einige wenige Akteure, die diese Vision verfolgen, etwa die Stadtwerke Unna oder die Stadtwerke Schwäbisch-Hall, auf die wir im Rahmen unserer Fallbeispiele noch eingehen werden.

Dabei ist ein derartiges Verhalten des Netzbetreibers vom Gesetz intendiert. Wie eingangs beschrieben, ist es in § 14 Abs. 2 EnWG bereits für alle Netzbetreiber gesetzlich vorgeschrieben. Netzbetreiber sollen die eigenen Netzkosten unter Berücksichtigung aller im Netzgebiet vorhandenen dezentralen Optionen optimieren. Dies soll die dezentralen Optionen nicht zur Disposition stellen, sondern ihre Marktdiffusion fördern.

Solch ein Verhalten entspräche der Philosophie des *Least Cost Planning* (LCP) bzw. des *Integrated Resource Planning* (IRP). LCP bzw. IRP berücksichtigt möglichst alle Optionen, um Stromversorgung sicherzustellen, auch dezentrale Erzeugung und auch Maßnahmen der Nachfrigesteuerung (*Demand Side Management*, DSM). LCP bzw. IRP wägt zwischen den Grenzkosten eines Zubaus von Kapazität („Megawatt“) und den Grenzkosten von Energieeinsparinvestitionen („Negawatt“) ab. Das Ziel ist dabei die Bedürfnisbefriedigung nach Energiedienstleistungen *at least cost*, d. h. zu den geringsten Kosten. Es geht um die Minimierung der Gesamtkosten der Bereitstellung der Netzlast unter aktiver Einbeziehung aller exogen vorgegebenen und der darüber hinaus aus Sicht des Netzbetriebs einzelwirtschaftlich sinnvollen dezentralen Optionen, d. h. eine Minimalkostenkombination (IZES et al. 2008: 92).

Methodische Grundlage für diesen systematischen Abwägungsprozess zwischen verschiedenen Optionen – also für die Beantwortung der Frage, welche Kombination von Maßnahmen im Ressourcenportfolio wirtschaftlich am sinnvollsten ist, um die Netzlast bereitzustellen – sind die *levelized life cycle costs*, d. h. die finanzmathematischen Durchschnittskosten einzelner Maßnahmen über ihre Lebensdauer hinweg, von der Initiierungsphase bis zur Stilllegung. Damit erfolgt diese Planung aus der Perspektive des gesamten Systems, nicht aus der Perspektive des Betreibers einer einzelnen Anlage (im Fachjargon „einzelwirtschaftlich“ versus „betriebswirtschaftlich“).

LCP bzw. IRP wurde in den 1970er Jahren in den USA als Reaktion auf die Ölpreiskrisen und die steigenden Strompreise entwickelt (Lovins 1978) und avancierte später in vielen US-Bundesstaaten zum Instrument der Energieplanung. Ende der 1980er Jahre fand dieses Konzept auch Eingang in die deutsche Diskussion und wurde von einer Reihe von deutschen Energieversorgungsunternehmen umgesetzt, überwiegend von Stadtwerken (z. B. Freiburg, Rottweil, Kassel, Hannover).

LCP steht ursprünglich für ein regulatives Konzept, aber auch für ein Unternehmenskonzept, das eine möglichst rationelle Erzeugung und Nutzung von Energie anstrebt. Konkret bedeutete dies damals, dass Versorgungsunternehmen beispielsweise die Anschaffung von sparsamen Elektrogeräten förderten, sofern dies preisgünstiger als der ansonsten aufgrund von Verbrauchszuwächsen fällige Neubau von Kraftwerken und Stromnetzen war. Dieses Konzept war in den 1970er und 1980er Jahren in den USA unter den damaligen Rahmenbedingungen sehr wirkungsvoll, als der Neubau von Kraftwerken, insbesondere von Atomkraftwerken, immer teurer wurde (Schweiger 2005: 632).

Von der Perspektive des Stromsystems aus gesehen ist dieses Konzept offensichtlich sinnvoll. Sein Erfolg hängt jedoch von den regulativen Rahmenbedingungen ab. Das hohe Investitionsvolumen und die lange Lebensdauer von Stromnetzen und Netzkomponenten macht diese Methode für die Versorgungsunternehmen interessant, sofern sie an der Einsparung von Kosten durch das LCP auch beteiligt werden können. Auch andere beteiligte Akteure (z. B. Betreiber dezentraler Optionen) müssten einen Mehrwert realisieren können, um einen Anreiz zur Teilnahme an solch einem System zu haben. Dazu bedarf es allerdings im neuen energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmen einiger Voraussetzungen, wie ein striktes Unbundling (um Eigenerzeugerinteressen auszuschließen) und einer Netzregulierung, die die einzelwirtschaftliche und die betriebswirtschaftliche Perspektive in Einklang bringen.

Der nächste Abschnitt befasst sich mit den in Deutschland zurzeit vorherrschenden regulativen Rahmenbedingungen, die ein Netzmanagement im Sinne der Systemoptimierung eher behindern als befördern.

3.3 Friktionen zwischen Energiewirtschaftsgesetz und Anreizregulierung

Traditionell ist das Verhältnis zwischen Netzbetreiber und (privaten) Anbietern dezentraler Optionen gespannt. Wie die Bundesnetzagentur feststellte, kann die Netzintegration dezentraler Optionen eine „kostensteigernde Wirkung“ (Bundesnetzagentur 2006: 221) entfalten, und sie impliziert einen höheren Koordinationsaufwand.

Zudem steht der Umsetzung des § 14 Abs. 2 EnWG in die unternehmerische Praxis der Netzbetreiber die aktuelle Ausgestaltung der Anreizregulierung entgegen (IZES et al. 2008: 189-225). Grundidee der Anreizregulierung ist es, den Netzbetreibern Anreize zur Effizienzsteigerung zu geben. Durch den Vergleich aller Netzbetreiber sollen ineffiziente Betreiber ermittelt und ihre Netznutzungsentgelte gesenkt werden. Das in Deutschland gewählte Modell der Regulierung sieht eine Erlösobergrenze (*revenue cap*) vor, die den einzelnen Netzbetreibern von der Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur, individuell gesetzt wird.

Erlös ist das Produkt von abgesetzter Menge (kWh) multipliziert mit dem Preis (Cent/kWh). Eine Erlösobergrenze resultiert in zwei Anreizen für den Verteilnetzbetreiber: den zur Kostensenkung und den zur Einhaltung der Mengenprognose. Vor allem durch Absenkung der tatsächlichen Kosten (bei gleichbleibender abgesetzter Menge) können die Netzbetreiber Gewinne steigern. Eine Steigerung der Entgelte könnte zwar auch die Gewinne steigern, ist aber Kunden gegenüber schwierig durchzusetzen; zudem sind auch die Entgelte staatlich reguliert. Eine Absenkung der Menge würde den Erlös schmälern.

Beide Anreize machen es für den Netzbetreiber unattraktiv, dezentrale Optionen anzuschließen: Mögliche zusätzliche Kosten dezentraler Optionen laufen dem Ziel der Kostenminimierung zuwider. Weil die Anreizregulierung die erlaubten Entgelte von den Kosten abkoppelt, können zusätzliche Kosten der dezentralen Optionen und ihrer Netzintegration nicht erfasst werden. Wenn die Kosten dezentraler Optionen ohne weitere Quantifizierung in den Vergleich einbezogen werden, haben die Netzbetreiber den Anreiz, sie zumindest zu senken oder möglichst zu vermeiden. Dies ist auch dann der Fall, wenn sie bei allen anderen Netzbetreibern in einer ähnlichen Höhe anfallen würden.

Auch die Zielsetzung, die Mengenprognose zu erreichen, steht im Gegensatz zur Einbeziehung dezentraler Optionen, denn diese kann zu einer Mengenreduktion führen. Eine Unterschreitung der Mengenprognose kann für einen Netzbetreiber zu einem suboptimalen Ergebnis führen, außer er kann die Entgelte entsprechend anheben. Werden die Kosten dezentraler Optionen zwar am Anfang einer Regulierungsperiode anerkannt, aber im weiteren Verlauf nicht gesondert berücksichtigt, erscheinen sie als ineffiziente, d. h. unnötige Kosten. In diesem Fall würde die Regulierungsbehörde diesem Netzbetreiber eine Erlösobergrenze vorgeben, die ein Netzbetreiber ohne dezentrale Optionen hat. Noch schlechter wären die Netzbetreiber mit dezentralen Optionen gestellt, wenn diese Kosten überhaupt nicht anerkannt würden. Dann würde, trotz höherer Kosten, der Verlauf ihrer Erlösobergrenze jener der Netzbetreiber ohne dezentraler Optionen entsprechen (IZES et al. 2008: 193f.).

Die implementierte Anreizregulierung besitzt noch andere Regelungen, die (unterschiedliche) Anreizwirkungen auf die Netzintegration dezentraler Optionen haben. Diese alle auszuführen, würde aber den Rahmen des Beitrags sprengen.

Die Anreizregulierung bietet in ihrer gegenwärtigen Ausgestaltung kaum Möglichkeiten einer Neutralisierung von Negativanreizen. Vor allem bei der Kostenanerkennung wird die Änderung der Versorgungsaufgabe, die von einer Transformation der Energieversorgungsnetze in Richtung Klimaschutz und Nachhaltigkeit ausgeht, nicht hinreichend berücksichtigt. Die Anreizregulierung in ihrer jetzigen Form verfolgt eine andere Logik. Ihr liegt ein eindimensional betriebswirtschaftlicher Effizienzbegriff zugrunde, der die dynamische Effizienz – den technischen Fortschritt – zu wenig abbildet. Sie ist primär auf das alte Denken passiver Netzbetreiber ausgerichtet und trägt in ihrer Ausgestaltung dazu bei, die gewachsene Netzstruktur zu konservieren. Eine Umsetzung der energieökonomisch rationalen (einzelwirtschaftlichen) Anforderungen des § 14 Abs. 2 EnWG ist damit behindert.

Grundsätzlich kann konstatiert werden, dass die Anreizregulierung weder Innovationen fördert noch klimapolitische Ziele unterstützt, wie etwa die Förderung bzw. Zulassung energieeffizienter Komponenten (ZVEI 2007: 1).

3.4 Vorschläge zur Modifizierung der Anreizregulierung

Eine innovative Anreizregulierung würde den konstatierten Interessenkonflikt zwischen Netzbetreibern und den Betreibern dezentraler Anlagen beseitigen und die kostensteigernde Wirkung, die die Integration dezentraler Optionen in Verteilnetze haben kann, zumindest systematisch neutralisieren oder gar durch positive Anreize für eine effiziente Netzintegration ergänzen. Mit anderen Worten, der Netzbetreiber würde für die effiziente

Lösung dieser volkswirtschaftlich erwünschten Leistung nicht bestraft, sondern idealerweise belohnt. Erst auf diese Weise kann ein *level playing field* für die nach § 14 Abs. 2 EnWG geforderten aktiven Netzbetreiber und Systemoptimierer entstehen (vgl. IZES et al. 2008, S. 79). Damit könnten sich betriebswirtschaftliche und energiesystematische, d. h. einzelwirtschaftliche, Logik verbinden, um die anstehende Transformation der Energieinfrastrukturen in Richtung Nachhaltigkeit zu realisieren.

In der gegenwärtigen Fassung der Anreizregulierung werden die zusätzlichen Kosten, die beim Anschluss dezentraler Anlagen entstehen, nicht gesondert erfasst. Dies birgt die Gefahr, dass diese Kosten, die in der heutigen Praxis in anderweitige Kosten einfließen, als überhöht eingestuft und somit gekürzt werden. Dies betrifft vor allem Netzbetreiber mit einem hohen Anteil dezentraler Anlagen. Diese Kosten sollten künftig in den Erhebungsbogen aufgenommen bzw. nacherhoben werden. Sie sollten bei der Genehmigung grundsätzlich als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden. Damit würden auch nur noch Kosten für die strukturkonservativen Maßnahmen dem Effizienzvergleich unterworfen werden.

Grundsätzlich sollten aber auch bei der Netzintegration dezentraler Optionen nur jene Kosten anerkannt werden, die durch eine effiziente Leistungserstellung anfallen. Die Festlegung entsprechender Kostenpauschalen ist eine Möglichkeit. Diese Kostenpauschalen können dann die Erlösobergrenze steigern. In Großbritannien wird dies so praktiziert. Netzbetreiber sollten grundsätzlich zur Umsetzung des § 14 Abs. 2 EnWG, d. h. der Systemoptimierung, verpflichtet werden. Durch die Implementierung von Innovationszonen bei unterschiedlichen Netzbetreibern könnten regulatorische und energieplanerische Ansätze anhand von konkreten Fällen entwickelt und in der Praxis getestet werden. Ein ähnlicher Ansatz wird ebenfalls in Großbritannien in Form der *Registered Power Zone* (allerdings nur bezogen auf Teile eines Netzes) praktiziert (IZES et al. 2008: 225-238; Horst et al. 2009: 10-12). Netzbetreiber sollten für angemessene Service- und Dienstleistungen gegenüber dezentralen Akteuren, mit denen Informationshemmnisse und Marktzutrittsbarrieren abgebaut und Investitions- und Transaktionskosten gesenkt werden können, bei der Qualitätsregulierung belohnt bzw. bei einer Unterschreitung von noch zu definierenden Mindeststandards bestraft werden.

Die Systemoptimierung ist das Modell der Zukunft. Dezentrale Einspeiser brauchen einen Partner vor Ort, der ihre Aktivitäten nicht behindert, sondern der sich ihnen gegenüber verlässlich und kooperativ verhält, d. h. der einen fairen Netzanschluss und faire Netznutzungsbedingungen garantiert sowie neue Vermarktungsmöglichkeiten für Strom aus dezentraler Erzeugung eröffnet (z. B. „Grünstrom“, Systemdienstleistungen). Dies gilt vor allem dann, wenn der Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen signifikant gesteigert werden soll und der Schutz, den sie durch rechtlich-wirtschaftliche Instrumente wie EEG und KWKG genießen, entfallen sein wird.

4 Fallbeispiele zukunftsfähiger kommunaler Energieversorgung

Nachfolgend betrachten wir einige Beispiele dafür, wie Stadtwerke unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen eine zukunftsfähige Energieversorgung bzw. Infrastruktur organisieren und gleichzeitig erfolgreich auf dem Markt agieren.

4.1 Virtuelles Kraftwerk der Stadtwerke Unna

Die Stadtwerke Unna befinden sich zu 76 % in Kommunalbesitz und zu 24 % im Besitz von RWE. Sie betreiben ein Verteilnetz, an das rund 35.000 Kunden angeschlossen sind, und verkaufen pro Jahr rund 305 GWh Strom, 741 GWh Gas und 47 GWh Wärme. Traditionell ein Gasversorgungsunternehmen, haben die Stadtwerke Unna in den letzten Jahren eigene (dezentrale) Strom- und KWK-Erzeugungskapazitäten aufgebaut. Es wurden sechs BHKW, zwei Windparks und ein Wasserkraftwerk in Betrieb genommen. Alle diese Anlagen befinden sich im Stadtgebiet und sind an das Verteilnetz der Stadtwerke angeschlossen. Diese dezentralen Erzeugungsanlagen decken 8,6 % des Stromverbrauchs und 100 % des Wärmeabsatzes ab.

Seit Mai 2005 werden diese dezentralen Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung netzleittechnisch in Form eines virtuellen Kraftwerks (VK) zusammengefasst, um sie optimal im Sinne einer Maximierung des Deckungsbeitrages für die Stadtwerke zu betreiben. Dieses erste virtuelle Kraftwerk Deutschlands berücksichtigt für die Optimierung des Betriebs folgende Eingangsdaten (Auer et al. 2006: 14):

- Abweichungen der realen Erzeugung vom Fahrplan,
- Erzeugungskosten für Strom und Wärme,
- Preise für Ausgleichs- und Regelenergie,
- Absatzpreise von Strom, Gas und Wärme,
- Kosten für Anfahren, Wartung und Bereithaltung.

Wichtig für die Wirtschaftlichkeit des VK ist zudem vor allem die Prognose der Erzeugung.

Konkret werden mit dem Betrieb des virtuellen Kraftwerks drei Ziele anvisiert (Schäfers 2008: 38):

- Der Verkauf von Strom zu Peak-Zeiten auf dem Spot- oder Terminmarkt, wobei an der EEX vergleichsweise sehr hohe Preise realisiert werden können,
- die Vermeidung von Lastspitzen (Strom und Gas). Die Kosten für Netzanschluss und Ausgleichsenergie werden über die Jahresspitzenlast abgerechnet und belaufen sich auf rund 40 bis 60 € pro kW/a. Mit Hilfe des VK können die Stadtwerke ihre Lastspitze um 5,1 MW reduzieren,
- die Vermeidung von Fahrplanabweichungen. Wenn aufgrund von Fahrplanabweichungen Ausgleichsenergie vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bezogen werden muss, kann dies für den VNB bzw. die Stadtwerke und ihre Kunden sehr teuer werden. Dabei bewegen sich die Preise in einem Korridor von 0 € bis zu über 150 €/MWh. Die konkreten Preise sind vorher nicht bekannt, aber es gibt statistische Häufungen zu bestimmten Tageszeiten. Durch die Vermeidung von Fahrplanabweichungen kann u. U. auch die Höhe der bestellten Reserveenergie gesenkt werden.

Grundsätzlich kann konstatiert werden, dass das VK einen Beitrag zur Kostenentlastung, der Optimierung der Deckungsbeiträge der Stadtwerke, zum Umwelt- und Ressourcenschutz und zur regionalen Wertschöpfung liefert.

4.2 Stadtwerke Schwäbisch-Hall

Die Stadtwerke Schwäbisch-Hall gelten bundesweit als ökologisches Pionierunternehmen, das es versteht, sowohl Nachhaltigkeitsziele erfolgreich zu realisieren als auch erfolgreich am Markt zu operieren und dabei eine Eigenkapitalrendite von über 20 % zu generieren. Das Unternehmen ist zu 100 % im Besitz der Stadt. Schwäbisch-Hall liegt in Ostwürttemberg und ist der Mittelpunkt der Region Hohenlohe. Diese Region ist bekannt durch die Aktivitäten des Hohenloher Modells, eines regionalen Netzwerks, das seit 2002 aus innovativen Unternehmen besteht, meist kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) eines regionalen Clusters der Verpackungsindustrie, und auf den Themenfeldern Energieeffizienz, Materialeffizienz und Umweltmanagementsystemen eine Vorreiterrolle spielt, auch mit der Zielsetzung, die internationale Wettbewerbsfähigkeit zu erhöhen.

Die Stadtwerke Schwäbisch-Hall verfügen über einen hohen Anteil an dezentral erzeugtem Strom. Allein der Anteil an Eigenstromerzeugung durch KWK-Anlagen liegt bei 60 %. Rund 25 % der Stromerzeugung erfolgt durch EEG-geförderte Anlagen. Durch die Anreizregulierung besteht die Gefahr, dass das Unternehmen für diese klimapolitisch vorbildliche Erzeugungsstruktur betriebswirtschaftlich bestraft wird, was Nachteile für die (Industrie- und Gewerbe-)Kunden mit sich bringen und zu Betriebsverlagerungen, Beschäftigungsabbau und einem Rückgang der regionalen Wertschöpfung führen könnte. Dies war ein wesentliches Motiv für die Entscheidung der Stadtwerke Schwäbisch-Hall, am Projekt OPTAN² (IZES et al. 2008) teilzunehmen.

Im Rahmen des OPTAN-Projektes wurde am Beispiel der konkreten Situation der Stadtwerke Schwäbisch-Hall die Modellierung eines kommunalen Verteilnetzes mit dem Ziel vorgenommen, die Auswirkungen einer einzelwirtschaftlichen Strategie eines aktiven Netzbetreibers möglichst real abzubilden (IZES et al. 2008: 151-187). Wie könnte der Netzbetreiber das Netz ausgestalten und die Last steuern? Welche Maßnahmen müsste er ergreifen, um Vorteile zu realisieren? Unter der Randbedingung der Erhaltung der Netzqualität sind dabei auch die Netzausbau- sowie die Kosten des Strombezugs aus dem vorgelagerten Netz mit den Kosten der an das Verteilnetz angeschlossenen dezentralen Anlagen zu vergleichen.

Mit der Simulationssoftware SimREN (Simulation of Renewable Energy Networks) wurde eine dynamische Simulation des Stromversorgungssystems des kommunalen Verteilnetzes durchgeführt. SimREN kann Energiebedarf und Energieverbrauch einer konkreten Region zeitlich aufgelöst ermitteln und damit vollständige Energiebilanzen und Lastverteilungen berechnen. Für verschiedene Szenarien wurden die Effekte dezentraler Optionen auf das Netzmanagement, die Netzlast und die Gesamtemissionen simuliert.

Ausgehend vom Bezugsjahr 2006 mit den historischen Lastdaten der Stadtwerke Schwäbisch-Hall wurden die folgenden aufeinander aufbauenden Szenarien untersucht. Dabei wurden zum einen dezentrale KWK-Anlagen der Industrie und zum anderen auch Maßnahmen auf der Nachfrageseite, wie Lastmanagement und Effizienzverbesserungen der Haushalte, betrachtet.

² OPTAN steht für *Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber* beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung.

- Das „Base-Szenario“ ist das Ausgangsszenario auf der Grundlage der Netz- und Einspeisedaten der Stadtwerke Schwäbisch-Hall.
- Das „PÖL-Szenario“ ergänzt das „Base-Szenario“ um ein Pflanzenöl-BHKW (5,13 MW_{el}), das 2007 in Betrieb genommen wurde (inkl. Steuerung der BHKW- und Notstromaggregate zur Begrenzung des Strombezugs aus dem vorgelagerten Netz).
- Das „Industrie-BHKW-Szenario“ ergänzt das „PÖL-Szenario“ um wärmegeführte BHKW-Anlagen der Industrie, dabei werden freie Kapazitäten genutzt.
- Das „DSM-Industrie-Szenario“ berücksichtigt zusätzlich noch die Abschaltleistung der Industrie.
- Das „PV2020-Szenario“ ist zukunftsgerichtet und geht dabei von einem erheblichen Zuwachs der PV-Anlagen bis zum Jahr 2020 aus. Die Potenziale der Wind- und Wasserkraft sind bereits ausgeschöpft.
- Das „Effi-HH-Szenario“ geht von einer Reduktion des Strombedarfs der Haushalte bis zum Jahr 2020 aus.
- Bezüglich der Emissionsbilanzen wurde zudem noch ein „BioErdgas-Szenario“ gerechnet.

Die Simulationen zeigen technische, wirtschaftliche, strukturelle und Emissionsreduktionserfolge durch die systematische Nutzung dezentraler Optionen. Technisch kann durch die Nutzung dezentraler Optionen der Bezug aus dem vorgelagerten Netz mehr als halbiert werden. Dies wird erst durch die Systemoptimierung, vor allem aber durch ein übergeordnetes Energie- und Lastmanagement erreicht.

Die Simulationen zeigen auch, dass der gezielte Einsatz dezentraler Optionen wirtschaftlich ein Gewinn ist. Ein wirtschaftlicher Vorteil für den Verteilnetzbetreiber besteht darin, dass er damit den Bezug und die Bezugskosten vom vorgelagerten Netz vermindert. Durch die Verminderung der Netzkosten reduzieren sich auch die anteiligen Kosten der Verbraucher. Zudem haben auch Betreiber dezentraler Anlagen wirtschaftliche Vorteile, durch den gezielten Einsatz wird die Auslastung ihrer Anlagen verbessert und sie partizipieren noch zusätzlich an den vermiedenen Netznutzungsentgelten.

Für den untersuchten Verteilnetzbetreiber wurde berechnet, dass unter Aktivierung der identifizierten gegenwärtigen Potenziale dezentraler Optionen und unter angepassten Rahmenbedingungen ein zusätzlicher Gewinn von bis zu 300.000 vor Steuern trotz zusätzlicher Kosten für den Einsatz dezentraler Optionen möglich wäre (Horst et al. 2009: 10).

Zudem ergibt sich durch den einzelwirtschaftlichen Ansatz der zusätzliche Vorteil, dass sich die lokale Stromerzeugungsstruktur neu entwickelt. Im Zuge des Umbaus dieses lokalen Energiesystems reduziert sich, unter Berücksichtigung der Effizienzverbesserungen im „Effi-HH-Szenario“, der Strombezug aus dem vorgelagerten Netz um rund die Hälfte.

Zudem sinken die Emissionen gegenüber dem „Base-Szenario“ bzw. der realen Situation des Jahres 2006 deutlich ab. Wurden im „Base-Szenario“ 2006 noch rund 89.200 Tonnen CO₂ durch die fossil befeuerten dezentralen Erzeugungsanlagen und den Bezug aus Kraftwerken aus dem vorgelagerten Netz emittiert, so können die CO₂-Emissionen

im „Effi-HH-Szenario“ um 43 % auf 50.800 Tonnen reduziert werden. Noch nicht berücksichtigt sind dabei die Auswirkungen aus KWK und Fernwärme. Durch den Zubau von Industrie-KWK sinken die CO₂-Emissionen im Vergleich mit einer getrennten Erzeugung (Kraftwerkspark und Gas-Brennwertkessel) nochmals um 1.532 Tonnen CO₂-Äquiv/a. Dabei wurde nur die wärmeseitige Fahrweise berücksichtigt.

4.3 (Re-)Kommunalisierung der Stadtwerke Wolfhagen in Nordhessen

Konkrete Rekommunalisierungen sind durchaus darauf ausgerichtet, sowohl die Gegenwartsfähigkeit im Blick zu haben, d. h. die gegenwärtige Regionalentwicklung zu fördern, als auch einen nachhaltigen Entwicklungspfad einzuschlagen. Ein Beispiel dafür ist die Stadt Wolfhagen im Harz, im strukturschwachen Nordhessen gelegen. Sie hat das Verteilernetz von E.ON zurückgekauft. Nach dem Auslaufen von Konzessionsverträgen 2003 und 2006 übernahmen die Stadtwerke Wolfhagen die Netze.

Im Gesamtkonzept der Stadtwerke Wolfhagen gibt es eine enge Verzahnung zwischen Energieeinsparmaßnahmen und dem Umstieg auf erneuerbare Energien. Seit einigen Jahren haben die Stadtwerke Wasserkraftstrom im Angebot. Seit kurzem wird Haushalten nur noch TÜV-zertifizierter Ökostrom angeboten (Lieferant APT), der auch in ganz Nordhessen und Südniedersachsen vertrieben wird. Mit dem Ökostrom kamen die Stadtwerke Wolfhagen kurz vor den Stadtwerken Kassel auf den Markt. Bereits nach kurzer Zeit konnte man über 500 neue Kunden gewinnen und durch die Erschließung neuer Gewerbegebiete wird man den Absatz in wenigen Jahren verdoppeln können.

Die Stadtwerke bieten zudem einen zeitvariablen Tarif an. Zur Laststeuerung läuft ein Forschungsprojekt, das für die Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energien neue Möglichkeiten eröffnet. Dabei werden auch Batteriespeichertechnologien einbezogen. Zu den Serviceleistungen der Stadtwerke für ihre Kunden gehört eine kostenlose Energiespar-Grundberatung, die von der Energieagentur des Landkreises Kassel als „neutrale Bauherrenberatung“ durchgeführt wird. Die Stadtwerke Wolfhagen bezahlen die Erstberatung (o.V. 2008: 15).

Gegenwärtig sind in Wolfhagen regenerative Energieanlagen mit einer Gesamtleistung von 5 MW am Netz. Bis zum Jahr 2015 will die Stadt das Ziel einer (zunächst nur bilanziellen) Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien realisieren. D. h., über das Jahr soll dann in Wolfhagen soviel Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden, wie die Bürger in diesem Zeitraum verbrauchen. Die Gesamtleistung der regenerativen Energieanlagen soll von derzeit 5 MW auf 21,5 MW ausgebaut werden. Die derzeit 2 MW Wind sollen auf 10 MW ausgebaut werden, PV von derzeit 2,5 MW auf 7,5 MW und Biomasse von derzeit 0,5 MW auf 4 MW.

Zusammen mit der Firma Enercon wird dafür u. a. auf einem Grundstück der Stadt mit einem guten Winddargebot ein Windkraft-Projekt entwickelt. Der Windpark firmiert als Windpark Wolfhagen GmbH & Co KG. Geschäftsführender Gesellschafter ist die Stadtwerke Wolfhagen GmbH. Für die Wolfhager Bürger besteht die Beteiligungsmöglichkeit als Kommanditisten mit einer Mindestbeteiligung als haftendes Kapital. Die Gewinnausschüttung erfolgt für die Kommanditisten entsprechend ihres KG-Anteils. Es besteht allerdings keine Ertragsgarantie, z. B. bei schlechten Windjahren. Bei guten Windjahren

ist die Ausschüttung begrenzt, denn ein Teil der Ausschüttungen soll dann in eine Energienstiftung bzw. einen „Klimafonds“ Wolfhagen fließen, um daraus eine Energieberatung und Einspar-Förderprogramme zu finanzieren (Rühl 2008: 34-36; o.V. 2008: 15).

Gleichzeitig ist vorgesehen, mit Energieeffizienz- und Energieeinsparmaßnahmen den Stromverbrauch von 41.000 MWh/a im Jahr 2008 auf knapp 34.000 MWh/a im Jahr 2015 zu senken. Mittel- und langfristig soll das Problem der zeitgleichen Erzeugung und Bedarfsdeckung im Verbund mit anderen 100%-EE-Regionen gelöst werden. Hierbei sind jene Stadtwerke im Vorteil, die noch eigene Netze betreiben und Kunden beliefern, denn sie können eine stärkere Verzahnung von dezentraler Erzeugung und Nachfrage organisieren. Dies wurde bereits oben am Beispiel der Stadtwerke Schwäbisch-Hall expliziert. Dazu sehen die Stadtwerke Wolfhagen drei Optionen vor:

- die Steuerung der Nachfrage durch zeitvariable Tarife (Real-Time-Pricing),
- den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen in Starkwindzeiten sowie
- die Nutzung von Plug-in-Hybridautos als elektrische Speicher (Rühl 2008: 7-28).

Durch diesen Umbau des lokalen Stromsystems in Richtung Nachhaltigkeit werden für die Stadtwerke, die Stadt und ihre Bürger eine Reihe von Vorteilen generiert:

- Wolfhagen entwickelt sich zur Vorzeigestadt für nachhaltige Energieversorgung.
- Es können weitere Fördermittel eingeworben werden, zum einen für die Umsetzung des Gesamtkonzeptes „Regenerative Energieerzeugung und Energieeinsparung“, zum anderen für einen geplanten Bio-Energie-Science-Park auf dem Gelände einer ehemaligen Kaserne.
- Die Stadtwerke werden gestärkt und sukzessive immer unabhängiger vom Oligopol der „großen Vier“.
- Die Kommune kann zusätzliche Einnahmen aus dem Gewinnabführungsvertrag mit den Stadtwerken, der Verpachtung der Flächen für den Windpark sowie aus zusätzlichen Gewerbesteuererträgen erzielen.
- Der vom Windpark betroffene Stadtteil gewinnt Vorteile durch mögliche Sonderzuweisungen aus den Pachteinahmen für das dortige öffentliche Leben (Vereine, Jugendeinrichtungen usw.).
- Die Kunden werden zu Miteigentümern der Stromerzeugung, dies ist ein evolutionärer Sprung.
- Das Klima und die Umwelt werden deutlich entlastet.

Diese Vorteile ergeben sich so oder so ähnlich, bezogen auf die konkreten lokalen Gegebenheiten, auch für alle anderen Stadtwerke und Kommunen, die diesen Modernisierungsprozess realisieren. Und deshalb macht das Wolfhager Beispiel in der Nachbarschaft Schule, 2011 laufen auch in vielen nordhessischen Orten die Konzessionsverträge aus und eröffnet den Kommunen die Möglichkeit, diesen Schritt zu realisieren. Bislang erwägen 25 Nachbarkommunen ebenfalls eine Netzübernahme (vgl. o.V. 2008: 15).

5 Zusammenfassung und Ausblick

Wie werden die zukünftigen technologischen Umbrüche in der Stadttechnik die Regionalentwicklung beeinflussen? Und umgekehrt, wird und kann Regionalentwicklung auf diese Umbrüche Einfluss nehmen, und wenn ja, wie? Gibt es Synergien oder Antagonismen zwischen den beiden? Diese Fragen standen am Anfang unserer Überlegungen.

Wie bedingen sich nun stadttechnische Infrastrukturen und Regionalentwicklung gegenseitig? Was die stadttechnischen Infrastrukturen angeht, haben wir bei unserem Versuch, diese Frage zu beantworten, auf die Energieversorgung fokussiert, weil unser Umgang mit Energie die einschneidendsten Veränderungen erfordert und auch erfahren wird. Was Regionalentwicklung angeht, haben wir vor allem auf deren wirtschaftliche Entwicklung abgehoben, weil diese unseres Erachtens der Motor aller anderen Aspekte der Regionalentwicklung ist. Im Einzelnen haben wir argumentiert:

- Die stadttechnischen Infrastrukturen (auch und vor allem die Energieversorgung) werden insgesamt zunehmend dezentraler organisiert sein.
- Lokal bzw. regional verankerte Akteure – vor allem kommunale Stadtwerke – sind gegenüber national und international agierenden Unternehmen im Vorteil, was die Umstellung auf eine dezentralisiertere Energieversorgung betrifft, und können durch ihre lokale bzw. regionale Verankerung wesentliche Impulse für die Regionalentwicklung geben.
- Rechtlich-institutionelle Rahmenbedingungen müssen noch verbessert werden, damit die Synergien zwischen einem zukunftsfähigen Betrieb stadttechnischer Infrastrukturen und Regionalentwicklung sich entfalten können.

Kurzum: Wir verstehen unter Regionalentwicklung eine vitale und robuste wirtschaftliche Entwicklung der Region, die – überwiegend aus eigenen Kräften – dazu in der Lage ist, einen zukunftsfähigen Strukturwandel zu realisieren, der nachhaltige Beschäftigung und Einkommen induziert, die Region attraktiv für Menschen macht, die kreativen Potenziale hebt und die natürlichen, komparativen Produktionsvorteile nutzt. Der Einstieg in die Transformation stadttechnischer Infrastrukturen bietet die Chance, eine solche Entwicklung anzustoßen bzw. sie zu verstärken.

Literatur

- AGFW (2007): AGFW-Branchenreport 2007. http://www.agfw.de/typo3conf/ext/naw_securedl/secure.php?u=0&file=fileadmin/dokumente/wir/Branchenreport_2007/2007_AGFW_BR_gesamt_web.pdf&t=1280331095&hash=eb0d0cef5d3ceacf39989ecc1c527374 (27.07.2010).
- Auer, H. et al. (2006): Faire Wettbewerbsbedingungen für Virtuelle Kraftwerke. = Berichte aus Energie- und Umweltforschung 45/2006. Wien.
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2009): Brutto-Stromerzeugung 2008 nach Energieträgern in Deutschland. http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Brutto-Stromerzeugung_2007_nach_Energietraegern_in_Deutschland?open&l=DE&ccm=300050020020 (27.07.2010).

- BMVBS – Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (Hrsg.) (2007): CO₂-Gebäudereport 2007. Berlin.
- Breuer, T.; Holm-Müller, K. (2006): Entwicklungschancen für den ländlichen Raum: Standortfaktoren der Produktion biogener Kraftstoffe in Deutschland. In: Informationen zur Raumentwicklung 2006 (1/2), 55-66.
- Brohm, M. U. (2010): Kommunale ÖPNV-Finanzierung als Herausforderungen in Zeiten des demographischen Wandels. Vortrag in Schwäbisch-Hall, 18./19.03.2010.
- Bundesnetzagentur (2006): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112 EnWG zur Einführung einer Anreizregulierung nach § 21a EnWG. Bonn, 30.06.2006.
- Cao, D. M. et al. (2006): Costs and Benefits of DG Connections to Grid System, D 8, DG-Grid. Brüssel.
- Conrad, S. (2006): Erneuerbare Energien im Rhein-Erft-Kreis. Bestandsanalyse, Perspektiven und regionale Implikationen. Diplomarbeit am Geographischen Institut der Rheinischen Friedrich-Wilhelms-Universität Bonn.
- DBV – Deutscher Bauernverband; UFOP – Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen; BBE – Bundesverband Bioenergie (2005): Zukunftsmarkt Bioenergie. Strom, Wärme und Kraftstoffe aus Biomasse. http://www.ufop.de/downloads/Zukunft_Bioenergie_2005.pdf (27.07.2010).
- DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung; Wuppertaler Institut für Klima, Umwelt und Energie (2001): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien. 1. Zwischenbericht. http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Erster_ZB_oekol_opt_Ausbau_EE.pdf (27.07.2010).
- Eduard Pestel Institut (2008): Die Bedeutung der Stadtwerke Bamberg für die Region. Volkswirtschaftliche Studie. http://www.verkehrsbetriebe.de/cms/Wir_bewegen_Bamberg/Downloadpool/Downloadpool/Studie_Pestel_Homepage_12_08.pdf (27.07.2010).
- Eduard Pestel Institut (2006). Die Bedeutung der N-ERGIE für die Stadt Nürnberg und die Region. Nürnberg.
- Energieagentur NRW (2006): Photovoltaik: Für das Handwerk ein wichtiger Wirtschaftsfaktor. In: Brennpunkt Energie 2006 (2), 8.
- Ernst & Young (Hrsg.) (2008): Privatisierungen und ÖPP als Ausweg? Kommunalfinzen unter Druck – Handlungsoptionen für Kommunen. Stuttgart.
- Eurostat (2008): Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) in der EU und der Türkei – Daten für 2005. = Daten kurz gefasst 2/2008. Luxemburg.
- Hennerks, J. (2000): Zukunft des ÖPNV. In: SGK-Forum, Organ der Sozialdemokratischen Gemeinschaft für Kommunalpolitik Nordrhein-Westfalen e.V., März 2000, 3-5.
- Hohmeyer, O. et al. (2000): Chance Atomausstieg. Perspektiven für neue Arbeitsplätze an Atomstandorten. Arbeitplatzeffekte einer integrierten Strategie für Klimaschutz und Atomausstieg in Deutschland. Untersuchung im Auftrag von Greenpeace Deutschland. Flensburg.
- Hohmeyer, O. (2003): Regionalökonomische Auswirkungen des Ausbaus einer Offshore Struktur des Husumer Hafens. Gutachten im Auftrag der WfG Nordfriesland. Flensburg.
- Hoppe-Klipper, M. (2008): Regionale Arbeitsteilung in einer regenerativen, großräumig vernetzten Energieversorgung. Vortrag in Dortmund, 09.12.2008.
- Horst, J. et al. (2009): Netzintegration dezentraler Erzeugung – Netzbetreiberleitbilder und Anreizregulierung. 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 11.-13.02.2009.
- IZES – Institut für ZukunftsEnergieSysteme et al. (2008): Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (OPTAN). Endbericht. Saarbrücken.
- Jochem, E.; Schön, M. (1994): Gesellschaftliche und volkswirtschaftliche Auswirkungen der rationellen Energieanwendung. In: Fricke, W. (Hrsg.): Jahrbuch Arbeit und Technik 1994. Schwerpunktthema Zukunftstechnologien und gesellschaftliche Verantwortung. Bonn, 182-192.

- de Joode, J.; van der Welle, A. J.; Jansen, J. J. (2007): Business models for DSOs under alternative regulatory regimes. <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2007/e07038.pdf> (27.07.2010).
- Krämer, M.; Seidel, E. (2004): Die Bedeutung von Windenergienutzung für die Region. Regionale Wertschöpfung am Beispiel der Landkreise Cuxhaven und Stade. http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Regionale%20Wirtschaftsimpulse/forwind_cuxhaven_stade.pdf (17.11.2010).
- Leprich, U. (2004): Stadtwerke der Zukunft – aktive Netzbetreiber als entflochtene und regulierte Unternehmen. Vortrag im Seminars des ver.di-Landesfachbereichs Ver- und Entsorgung NRW Bielefeld, 19. März 2004.
- Leprich, U. (2006): Intelligente Anreizregulierung als Katalysator für den Umbau des deutschen Stromsystems. In: ZfE – Zeitschrift für Energiewirtschaft 30 (3), 195-204.
- Lovins, A. (1978): Sanfte Energie. Hamburg.
- o.V. (2008): Wolfhagen - dezentrale Versorgung mit Regenerativenergie. Unternehmen im Gespräch mit der ZfK. In: ZfK – Zeitschrift für kommunale Wirtschaft 2008 (04), 15.
- Roland Berger Strategy Consultants (2007): Umweltpolitische, Innovations- und Wachstumsmärkte aus Sicht der Unternehmen. Dessau.
- Rühl, M. (2008): Kommunale Stadtwerke als Chance zur Gestaltung einer nachhaltigen Energieversorgung vor Ort. Vortrag auf der Regiosolar-Konferenz Marburg, 19. September 2008.
- Schäfers, H. (2008): Virtuelle Kraftwerke: Leistungsfähige Elemente der Stromnetze von morgen. Vortrag an der HafenCity Universität Hamburg, 5. Dezember 2008.
- Schott, D. (2006): Wege zur vernetzten Stadt – technische Infrastruktur in der Stadt aus historischer Perspektive. In: Informationen zur Raumentwicklung 2006 (5), 249-257.
- Schweiger, A. (2005): Energieökonomie im Spannungsfeld von Liberalisierung und Nachhaltigkeit. Empirische und theoretische Analysen. Ein Beitrag zur Kritik der neoliberalen Globalisierung und der politischen Ökologie. Schkeuditz.
- Späth, P. et al. (2006): Integration durch Kooperation: Das Zusammenspiel von Anlagen- und Netzbetreiber als Erfolgsfaktor für die Integration dezentraler Stromerzeugung. = Berichte aus Energie- und Umweltforschung 47. Wien.
- Statistisches Bundesamt (2009): Zuhause in Deutschland. Ausstattung und Wohnsituation privater Haushalte. Wiesbaden.
- Strbac, G.; Jenkins, N.; Green, T. (2006): Future Network Technologies. Report to DTI. <http://www.berr.gov.uk/files/file31649.pdf> (03.08.2010).
- VKU – Verband kommunaler Unternehmen e.V. (2006): Wirtschaftspolitischer Stellenwert der Stadtwerke. Köln, Berlin.
- Wiebe, A.; Schürer, C. (2007): Rekommunalisierung in der Abfallwirtschaft. In: Alternative Kommunalpolitik 2007 (1), 50-52.
- Wübbels, M. (2008): Energieversorgungslandschaft im Umbruch – Zukunftsweisende Strategien für Stadtwerke. Vortrag auf dem Deutschen Stadtwerke Forum 2008 in Düsseldorf, 06. November 2008.
- Ziesing, H.-J.; Matthes, F. C. (2003): Energiepolitik und Energiewirtschaft vor großen Herausforderungen. In: DIW-Wochenbericht 2003 (48), 763-769.
- ZVEI – Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (Hrsg.) (2007): „Smart Grids“ und Anreizregulierung. http://bayern-innovativ.de/ib/site/documents/media/3bc2ab0f-1922-98e3-bdfb-39949af4e680.pdf/01_Thelen_3Folien.pdf (03.08.2010).