

# Wertanlage Stadtwerke III

Werte schaffen für den Kunden –  
Sicherung des Produktionsstandorts Deutschland



November 2008



goetzpartners



Wir möchten allen Stadtwerken für die Bereitstellung ihrer Geschäftsberichte danken.

Wir möchten uns außerdem ganz herzlich bedanken bei unserem Analyse- und Research-Team für die wertvollen Beiträge während der Erstellung dieser Studie – im Einzelnen: Pawel Gamel, Frank-Benjamin Heim, Patric Hellermann, Michael Krause, Florian Mes und Manuela Nikui.

# Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

das Karussell der Energiewirtschaft hat an Fahrt aufgenommen und dreht mit zunehmender Geschwindigkeit weiter. In allen Wertschöpfungsstufen werden die bisher geltenden und vermeintlich starren Imperative der Branche neu definiert. So haben die Energiepreise bis Mitte 2008 durch massive Ölpreissteigerungen eine Größenordnung erreicht, die sowohl Industrie- als auch Endkunden nicht mehr ohne Weiteres akzeptieren. Der Kunde rückt mit seinen Bedürfnissen demnach stärker in den Fokus der Energieversorger. Doch welche Möglichkeiten gibt es, den Kunden die unattraktiven Produkte Strom und Gas schmackhaft zu machen?

goetzpartners hat auf Basis der finanziellen und operativen Ergebnisse von rund 60 deutschen Energieversorgern die Wertentwicklung und deren Treiber der Jahre 2003 – 2006 ermittelt und die neuen Imperative und Herausforderungen für Stadtwerke herausgearbeitet. Darüber hinaus werden Handlungsoptionen für die Stadtwerke abgebildet, die zur Wertschaffung für sie und ihre Kunden beitragen: eine Neuausrichtung entlang der Wertschöpfungskette sowie ein Szenario für Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland und für die Entwicklung der Strompreise unter stärkerer Beteiligung der Stadtwerke.

Wir wünschen Ihnen eine interessante Lektüre!



Michael Sanktjohanser  
Managing Director



Günther Schermer  
Partner



# Inhalt

Die Veränderungswelle kommt	6
Wertentwicklung 2003 – 2006	9
Die neuen Imperative: Wettbewerb, Anreizregulierung, Energiekosten	13
Neuausrichtung entlang der Wertschöpfungskette	15
Ausblick 2020: Werte schaffen für den Produktionsstandort Deutschland	22
Fazit: Unternehmerisches Handeln ist gefragt	26
Checkliste für Anteilseigner/EVU-Manager	27
Anhang	28
Abbildungsverzeichnis	29

## Die Veränderungswelle kommt

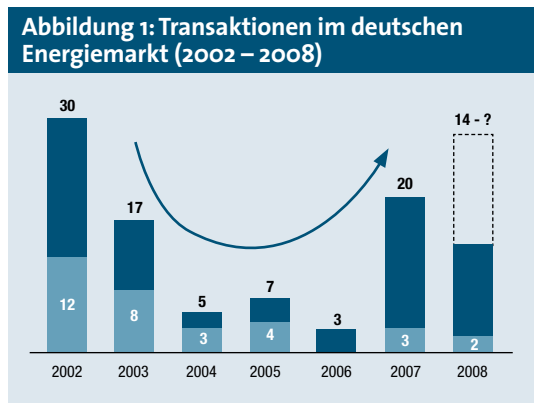
Nach vielen Jahren der Stabilität im deutschen Energieversorgungsmarkt zeichnet sich ein klarer Paradigmenwechsel ab – in zweierlei Hinsicht. Zum einen waren bei den Energieversorgungsunternehmen (EVU) sowohl Gewinne als auch Beteiligungsstrukturen in der Vergangenheit konstant. Durch Effekte wie Anreizregulierung, Endkundenwettbewerb und steigende Beschaffungskosten neigt sich diese Ära allerdings dem Ende zu.

Zum anderen reagieren Verbraucher wesentlich sensibler auf die steigenden Energiepreise als noch in den Jahren zuvor, da sie inzwischen einen erheblichen Teil der Haushaltskosten ausmachen. Im produzierenden Gewerbe herrscht diese Sensibilität schon länger vor.

### „Schweinezyklus der Beteiligungsstrukturen“

Die deutsche Energieversorgungslandschaft ist ein Ebenbild des seit Jahrhunderten geprägten deutschen Föderalismus. Mit über 900 EVU ist Deutschland fast so aufgestellt wie vor der Gründung des Norddeutschen Bundes im Jahre 1866: eine Vielzahl nahezu unabhängiger Instanzen, die lokal regieren, aber gegenüber den Großmächten keine Chance haben (zum damaligen Zeitpunkt Frankreich und England).

Heute agiert noch immer eine Vielzahl von EVU eigenständig. Genauer betrachtet, unterliegen die Beteiligungsstrukturen einem Schweinezyklus<sup>1)</sup>. Mit der Liberalisierungswelle 1998 gab es eine Vielzahl von Transaktionen, die 2001/02 ihren Höhepunkt erreichten. Damals wurden Höchstpreise erzielt (EBITDA-Multiples von bis zu 11,0 – 13,0x konnten realisiert werden, verglichen mit aktuellen Multiples von 7,0x). Danach gab es noch vereinzelt Transaktionen. Im Jahre 2005 war der Tiefpunkt im deutschen Energie-M&A-Markt erreicht. Die Preise waren einerseits zu hoch und zudem war die Gewinnsituation bei den EVU zu positiv, um über eine Veränderung der Beteiligungsstrukturen nachzudenken. Mit der kommenden Anreizregulierung und anderen Herausforderungen ist allerdings auch wieder die Bereitschaft gestiegen, sich zu verändern. Dies zeigt sich in der Anzahl der Transaktionen 2007 bis Mitte 2008. (Abbildung 1, Anhang)



■ Transaktionsvolumen < 100 Mio. € ■ Transaktionsvolumen ≥ 100 Mio. €  
\* Einschließlich Energiedienstleistungen und Netzbetreiber

(M&A Global Dealogic, goetzpartners Analyse)

### Steigende Energiekosten – gefährden EVU den Industriestandort Deutschland?

In der Vergangenheit konnten sich die EVU über steigende Energiekosten nicht beklagen. Sie ermöglichten in Summe steigende Gewinne, sehr zur Freude auch der kommunalen Anteilseigner. Das aktuelle Niveau der Ener-

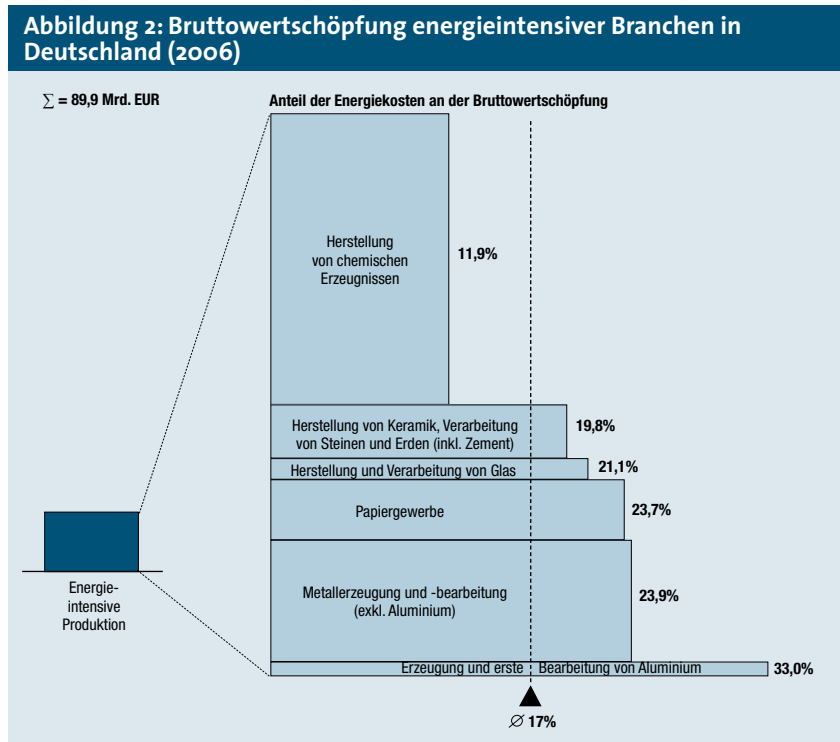
<sup>1)</sup> Schweinezyklus ist ein Begriff aus der Agrarwissenschaft und bezeichnet eine periodische Schwankung auf der Angebotsseite, wie sie exemplarisch ursprünglich auf dem Markt für Schweinefleisch von Arthur Hanau in seiner Dissertation über Schweinepreise 1927 dargestellt wurde. Hohe Preise bewirken eine Steigerung der Schweineaufzucht; das folgende hohe Angebot lässt die Preise fallen und führt zur Einschränkung der Produktion; bei niedrigerem Angebot ziehen die Preise wieder an.

giepreise hat jedoch einen Stand erreicht, bei dem sowohl Industrie als auch mittlerweile Privathaushalte einen deutlichen negativen Effekt in ihren Finanzen vermerken.

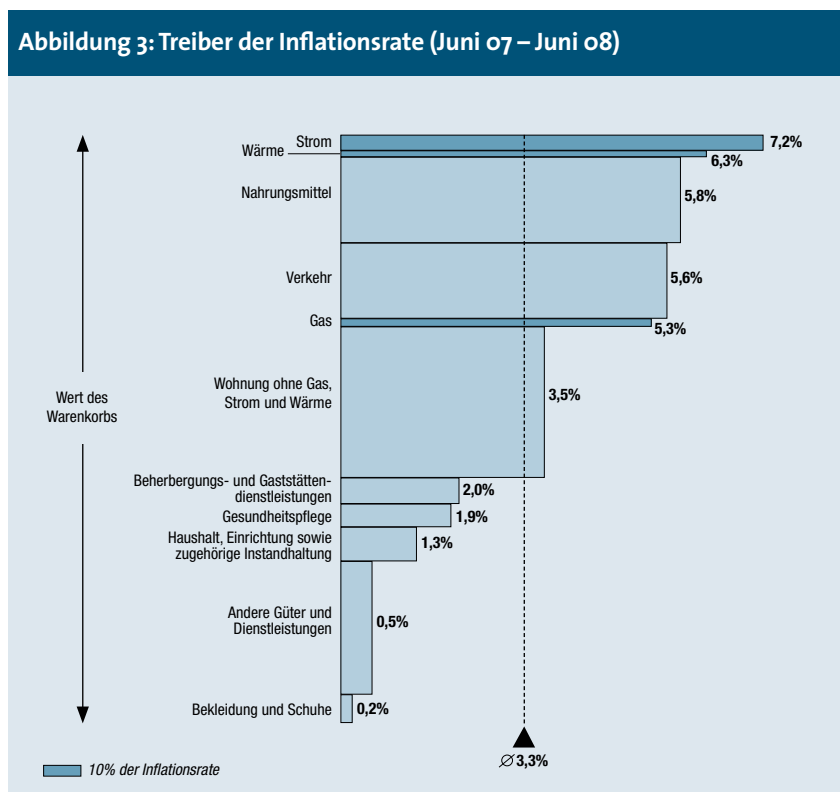
Dieser Effekt belastet den Industriestandort Deutschland in zweierlei Hinsicht: Zum einen ist die Wettbewerbsfähigkeit produzierender Unternehmen mit hohem relativen Energiekostenanteil gefährdet. Mit über 43% an der Bruttowertschöpfung des produzierenden Gewerbes ist dieser Sektor wichtig für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Darüber hinaus verursachen erhöhte Energiepreise bei den Privatkunden einen Inflationseffekt, der sich mittelfristig in steigenden Personalkosten widerspiegeln wird und somit das hohe Lohnniveau in Deutschland weiter nach oben treibt. Der direkte Einfluss von Strom, Gas und Wärme auf die Inflationsrate betrug in den letzten 12 Monaten 10% an der Gesamtinflation i. H. v. 3%, indirekte Preissteuerung bei Nahrungsmitteln etc. nicht miteinbezogen. (Abbildung 2, 3)

Auf den EVU lastet daher ein enormer Druck. Im eigenen Umfeld werden Traditionen aufgebrochen und eine starke Veränderung zeichnet sich ab. Politisch gesehen werden sie auf der Verbraucherseite als Buhmann für die Position des Industriestandorts Deutschland vorgeführt. Eine nicht ganz einfach zu lösende Herausforderung, die jedoch durch ein kombiniertes Konzept „eigenen Wert schaffen durch Steigerung des Kundenwerts“ zu meistern ist.

Die Veränderungswelle kommt in zwei Dimensionen: Beteiligungsstrukturen der EVU werden sich wieder verändern und zudem ist auf der Kundenseite die Wettbewerbsfähigkeit infrage gestellt. Nur durch ein integriertes Konzept ist diese Herausforderung zu meistern.



(Statistisches Bundesamt)



(Statistisches Bundesamt)



# Wertentwicklung 2003 – 2006

## Gesamtüberblick

Analog zur Studie der letzten Jahre wurde als maßgebliche Kennzahl für die Wertentwicklung der EVU die totale Eigenkapital-Rendite (Totale EK-Rendite) verwendet (siehe Anhang).

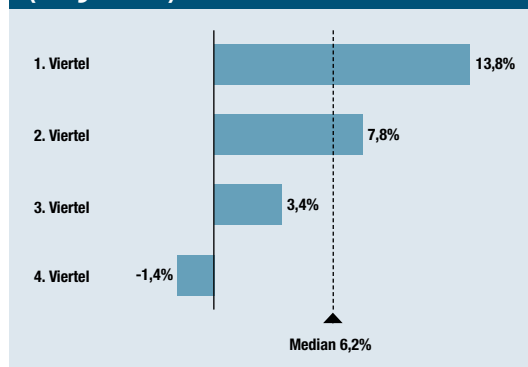
Bei Betrachtung der totalen EK-Rendite über die Jahre 2003 – 2006 ergibt sich eine durchschnittliche Totale EK-Rendite von 6,2% – immerhin ein Prozentpunkt höher als im Vorjahr. Die Bandbreite der Verteilung vom 1. bis zum 4. Viertel der Verteilung deckt ein großes Spektrum der Wertentwicklung ab. So gibt es Stadtwerke, die mittelfristig überdurchschnittliche zweistellige Renditen erzielen können. Andererseits weist eine bedeutende Anzahl von Stadtwerken über den gesamten Untersuchungszeitraum hinweg eine negative Totale EK-Rendite auf. Diese Stadtwerke vor allem des vierten Viertels der Verteilung mit durchschnittlich -1,4% Totaler EK-Rendite konnten trotz hoher Dividendenrenditen den Wertverlust des Eigenkapitalwerts nicht verhindern. (Abbildung 4)

Den EVU des ersten und zweiten Viertels der Verteilung kann eine gewisse Stabilität zugeschrieben werden, wie sie auch von den Anteilseignern erwartet wird: stabile Dividendenrendite, langfristiger Substanzaufbau sowie eine kontinuierliche Wertentwicklung. Die Kontinuität ist durch die Anzahl der Jahre zu messen, in dem das EVU durchgehend eine bessere Totale EK-Rendite aufwies als die jeweiligen Medianwerte des Marktes. Das Ergebnis ist erschreckend. Fast 70% der EVU konnten lediglich 1x oder 2x am Stück besser sein als der Median. Dies deutet darauf hin, dass die Steuerung der EVU ausschließlich auf die Dividendenrendite konzentriert ist. Nur wenige EVU waren in der Lage, die 3 bzw. 4 Jahre kontinuierlich besser zu sein als der Median (ca. 20% der untersuchten EVU). (Abbildung 5)

Eine Unterteilung der Grundgesamtheit der betrachteten Stadtwerke nach Größe, Spartenfokussierung und Anteilseignerstruktur ergibt eine klare Differenzierung der Stadtwerke: So konnten große Stadtwerke (Umsatz 2005 > 500 Mio. EUR) eine Totale EK-Rendite von 7,3% erzielen, während kleine Stadtwerke (Umsatz < 200 Mio. EUR) eine unterdurchschnittliche Totale EK-Rendite von 5,2% erreichten. Dies entspricht der Größenordnung der derzeitigen Verzinsungen von Sparbriefen oder ähnlichen festverzinslichen Wertpapieren – allerdings ohne unternehmerische Risiken.

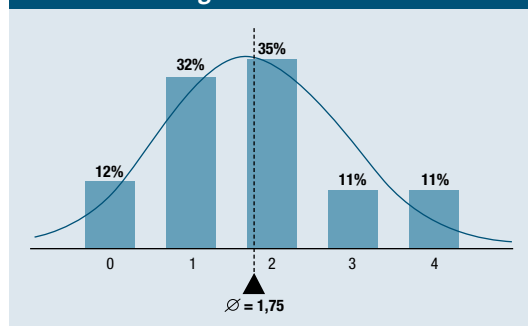
Bei der Spartenfokussierung ergibt sich ein ähnliches Bild. Fokussierte Gas- bzw. Stromanbieter weisen eine überdurchschnittliche Totale EK-

**Abbildung 4: Verteilung der Totalen EK-Rendite (2003 – 2006)**



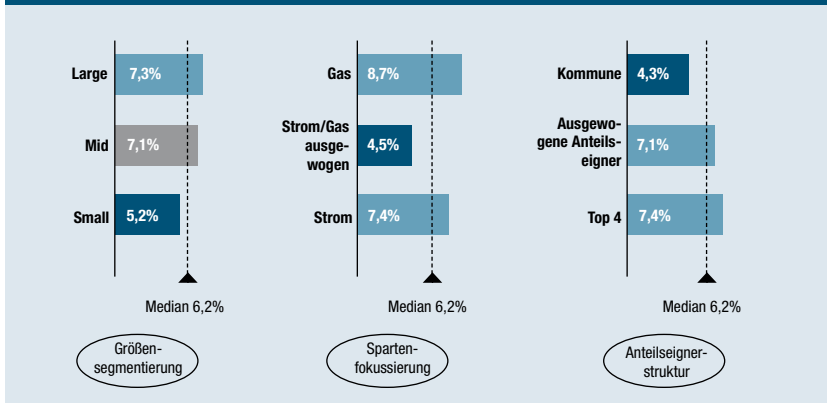
N=57 Stadtwerke  
(goetzpartners)

**Abbildung 5: Verteilung der nachhaltigen Wertentwicklung in Jahren**



(goetzpartners)

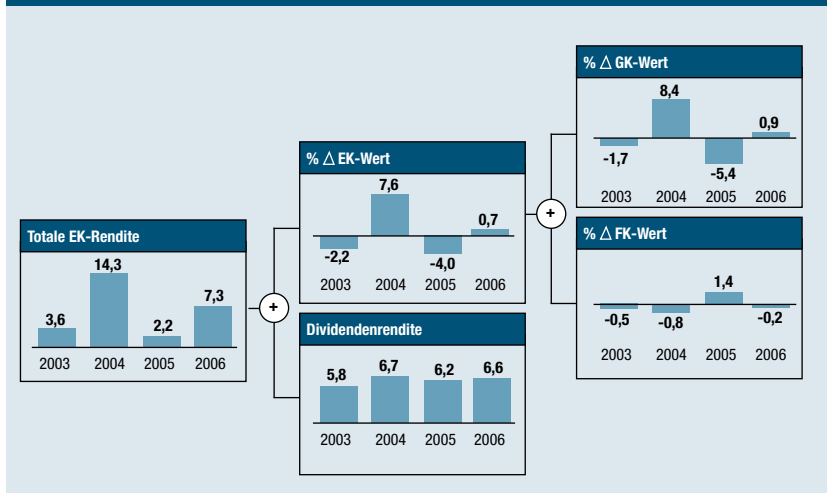
Abbildung 6: Übersicht der Totalen EK-Rendite (2003 – 2006)



(goetzpartners)

Rendite aus. Diversifizierte EVU haben mit 4,5% weiterhin Verbesserungspotenzial. Ein interessantes Resultat ergibt sich bei der Betrachtung der Anteilseignerstruktur: Während Stadtwerke, die überwiegend im Besitz der Top 4 sind bzw. ein ausgewogenes Eigentumsverhältnis haben, eine Totale EK-Rendite oberhalb des Medianwerts erzielen, sind kommunal geführte Stadtwerke mit 4,3% deutlich unterhalb des Durchschnittswerts. Der bei den Kommunen vorherrschende Mythos des sicheren Stadtwerks mit kontinuierlichen Dividendenzahlungen und entsprechender Wertbeständigkeit entspricht nicht mehr der Realität. (Abbildung 6)

Abbildung 7: Treiber der Totalen EK-Rendite in % (2003 – 2006)



(goetzpartners)

Der maßgebliche Treiber für die Entwicklung der Totalen EK-Rendite ist die Entwicklung des Gesamtkapitalwerts, der über die Jahre stark nach oben und unten schwankt. Die geringe negative Veränderung des Fremdkapitalwerts lässt auf eine leicht erhöhte Investitionstätigkeit schließen. Kontinuierlicher und wesentlicher Bestandteil ist die Dividendenrendite in der Größenordnung von 5,8% bis 6,6%, bezogen auf den Eigenkapitalwert des Vorjahres. Im Vergleich zu anderen werthaltigen Unternehmen/Industrien ist dieses Ergebnis überproportional hoch. (Abbildung 7)

## Entwicklung des Gesamtkapitalwerts und der Dividendenzahlungsfähigkeit

Entsprechend dem goetzpartners-Modell der Totalen EK-Rendite lässt sich die Wertentwicklung der EVU am Gesamtkapitalwert und der Finanzkraft zur Zahlung der Dividenden bestimmen.

### Gesamtüberblick

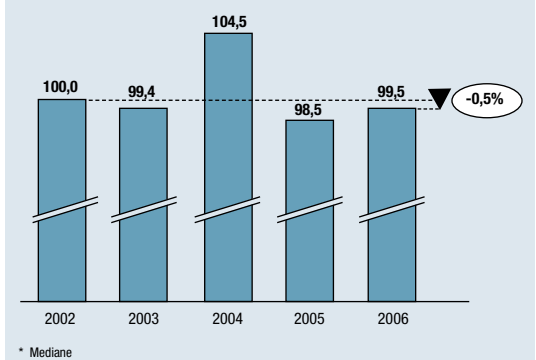
Der Gesamtkapitalwert ist bestimmt durch einen adjustierten EBITDA und einen für die Branche üblichen Multiplikator (7,0x) (Anhang). Betrachtet man die Entwicklung des adjustierten EBITDA und der entsprechenden GuV-Größen, so kann man verschiedene Effekte feststellen: Einerseits ist der EBITDA 2006 trotz des leichten Anstiegs in 2006 geringer gegenüber dem Niveau 2002 (-0,5%). Andererseits stieg der DB (Deckungsbeitrag) <sup>1)</sup> in dem Zeitraum um 13,9%, bezogen auf den EBITDA 2002. Dem gegenüber stand jedoch ein höherer Anstieg der operativen Kosten, die zusammen mit den sonstigen Effekten den Rückgang des EBITDA verursachten. Die Entwicklung des DB 1 war somit maßgeblicher Treiber für die Gesamtkapitalwertentwicklung. (Abbildung 8, 9)

Da Mengenschwankungen fast nicht vorhanden sind, ist der Anstieg des DB1 stark durch Preiserhöhungen zu begründen. So stieg im Jahr 2003 der DB1 proportional zu den Preiserhöhungen an, in 2004 sogar überproportional. In 2005 konnten trotz massiver Preissteigerungen im Strom- und Gasbereich keine DB1-Steigerungen erreicht werden. Ein ähnliches Bild ergab sich für 2006: Einem nur leichten Anstieg des DB1 standen massive Preiserhöhungen gegenüber. Für den gesamten Betrachtungszeitraum sind durch Preiserhöhungen von etwa 36% gegenüber dem Preisniveau 2002 DB1-Steigerungen von durchschnittlich knapp 12% erreicht worden. Die Kompensation des Anstiegs der operativen Kosten durch den DB1 gehört der Vergangenheit an bzw. zukünftige Preiserhöhungen können nicht mehr zur Ergebnisverbesserung beitragen. Somit müssen die EVU den weiteren Kostenanstieg durch geeignete Initiativen ausgleichen. (Abbildung 10)

Neben der Gesamtkapitalentwicklung ist die Dividendenrendite ein wesentlicher Baustein vor allem in der kontinuierlichen Wertentwicklung der EVU. Die Dividendenzahlungen der EVU an kommunale Anteilseigner sind von besonderer Bedeutung, da dieser Zahlungsstrom in der Regel einen wesentlichen Beitrag zur Haushaltskonsolidierung der jeweiligen Kommune leistet bzw. zur Deckung der Fehlbeträge aus den oftmals defizitären Verkehrsunternehmen dient. Daher ist es für die kommunalen Anteilseigner umso wichtiger, dass diese Dividenden aus internen Mitteln finanziert werden können und nicht wie bei Finanzinvestoren u. a. üblich über eine Kreditaufnahme.

2) DB 1 = Umsatz-Energiebeschaffungskosten-Konzessionsabgabe

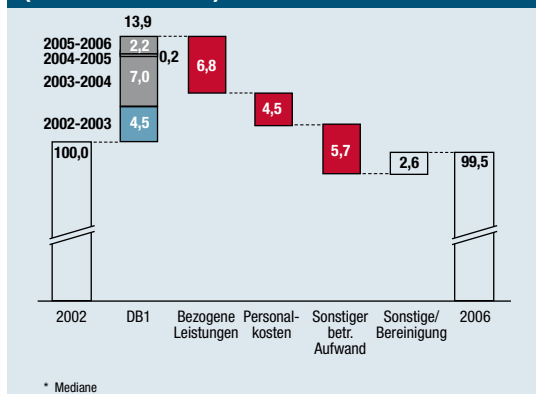
Abbildung 8: Adj. EBITDA\* (Index 2002 = 100)



Anmerkung: Veränderung der GuV-Positionen indiziert auf EBITDA 2002, Mittelwerte

(goetzpartners)

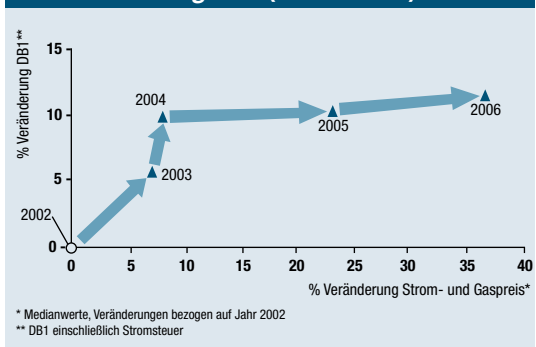
Abbildung 9: Adj. EBITDA\* und dessen Treiber (Index 2002 = 100)



Anmerkung: Veränderung der GuV-Positionen indiziert auf EBITDA 2002, Mittelwerte

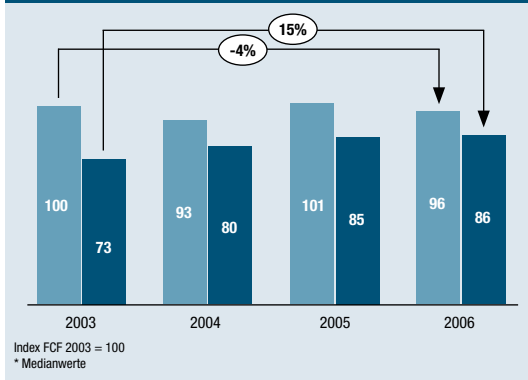
(goetzpartners)

Abbildung 10: Veränderung DB1 in % ggü. Preisveränderung in % (2002 – 2006)



(goetzpartners)

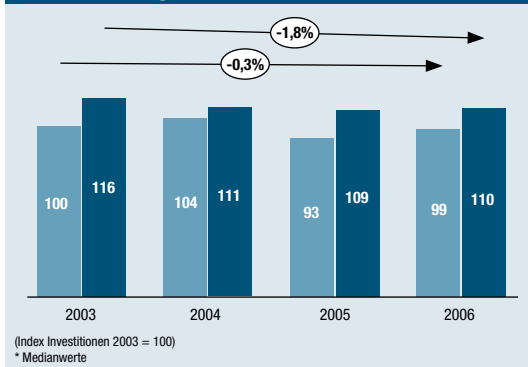
**Abbildung 11: Entwicklung des Freien Cashflows und der Dividenden (2003 – 2006)\***



Freie Cashflows Dividenden

(goetzpartners)

**Abbildung 12: Investitionen und Abschreibungen (2003 – 2006)**



Investitionen Abschreibungen

(goetzpartners)

Insgesamt konnten die EVU über den gesamten Betrachtungszeitraum die gezahlten Dividenden intern finanzieren. Die operativen Cashflows der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit nach Investitionen in Sachanlagen (Freier Cashflow = FCF) waren im Durchschnitt höher als die gezahlten Dividenden bzw. die abgeführten Gewinne. Allerdings reduzierte sich der Finanzpuffer über die Jahre hinweg. Während der FCF sich nahezu konstant entwickelt hat bzw. leicht (um 4%) im Zeitraum von 2003 bis 2006 zurückging, so war eine deutliche Erhöhung der Dividendenzahlungen bzw. abgeführten Gewinne im gleichen Zeitraum zu vermerken (+15%). Ein weiteres Zeichen dafür, wie sehr die Dividendenausschüttungen für die Anteilseigner benötigt werden. (Abbildung 11)

Der FCF ist unter anderem durch die Investitionen in Sachanlagen maßgeblich bestimmt. Die Entwicklung der Investitionen verlief im Betrachtungszeitraum auf relativ konstantem Niveau, mit einer leicht negativen Tendenz. Die Abschreibungen sind hingegen leicht rückgängig und deutlich über dem Niveau der Investitionen. Dies bedeutet, dass größere Investitionen bereits in der Vergangenheit getätigt worden sind (speziell im Gasbereich) und daher mittelfristig vermehrt investiert werden muss, um die Netzqualität zu erhalten. Dies wird vor allem dann relevant, wenn die Attraktivität der zukünftigen Verzinsung von Netzinvestitionen durch die Anreizregulierung auf den Prüfstand gestellt wird. (Abbildung 12)

Die goldenen Zeiten der operativen Ergebnisverbesserungen durch gezielte Preissteigerungen sind vorbei. Der Kostenanstieg konnte in der Vergangenheit nicht mehr durch Erhöhungen des DB<sub>1</sub> kompensiert werden, da die Preissteigerungen mit steigenden Beschaffungskosten korrelieren. Die Dividendenzahlungsfähigkeit aus internen Mitteln ist noch gewährleistet, auch wenn die Schere zwischen Freiem Cashflow und Dividenden in der Vergangenheit zugegangen ist. Maßgeblich für die Cash-Situation ist das gemäßigte Investitionsverhalten, das zukünftig zu einem Investitionsstau führen kann.

# Die neuen Imperative: Wettbewerb, Anreiz- regulierung, Energiekosten

Die Energiemärkte befinden sich im Umbruch und damit auch die Energieversorgungslandschaft in Deutschland. Während in der Vergangenheit die Maximen stabile Kundenstruktur, hohe Netzqualität sowie langfristige Beschaffungsverträge galten und somit zu einer sehr stabilen Geschäftsentwicklung führten, gibt es jetzt die neuen Imperative der Energiewirtschaft:

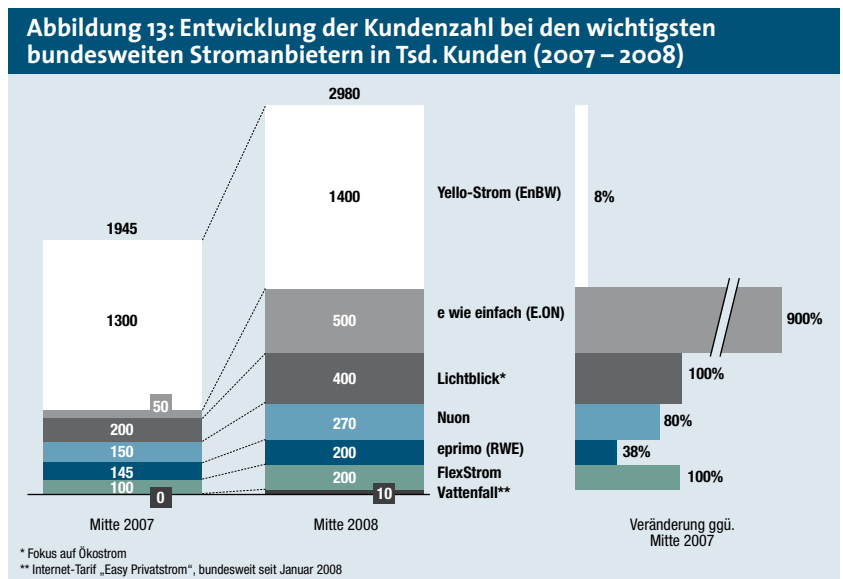
- **Wettbewerb** im Geschäfts- und Privatkundenbereich in Strom und Gas
- **Anreizregulierung** und die damit verbundene Entkopplung von Erlösen und Kosten
- **Energiekosten** sind volatiler geworden und damit mit herkömmlichen Mitteln nicht mehr prognostizierbar

## Wettbewerb

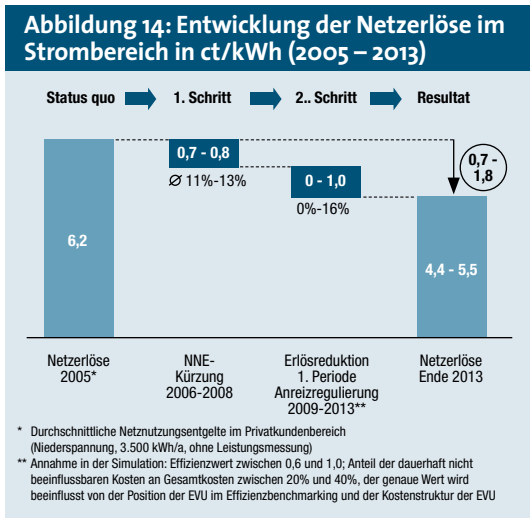
Jahrelang glich das Endkundengeschäft im Strom- und Gasmarkt einer klar abgesteckten Struktur entsprechend den Versorgungsgebieten der EVU. Dies war durch zwei Effekte begründet: Zum einen waren die übergreifenden Marketingmaßnahmen der EVU auf wenige beschränkt, wie Yello-Strom von EnBW. Zum anderen lagen die Versorgungskosten für Strom und Gas relativ zu den anderen Kosten eines Haushalts niedrig. Nachdem in den letzten Jahren nach dem Strom- auch der Gasmarkt liberalisiert worden ist und zudem die Beschaffungskosten explodierten, kam es zu einem richtigen Wechselfieber.

Deutschlandweite Billigableger von E.ON und RWE gingen 2007 auf Kundenzahl, in 2008 folgte auch Vattenfall mit dem bundesweiten Tarif. Durch kürzlich angekündigte Preissteigerungen bei vielen Anbietern steigt die Wechselbereitschaft weiterhin an. Den Neukunden wird bei Vertragsabschluss oft auch eine lukrative Prämie versprochen. (Abbildung 13)

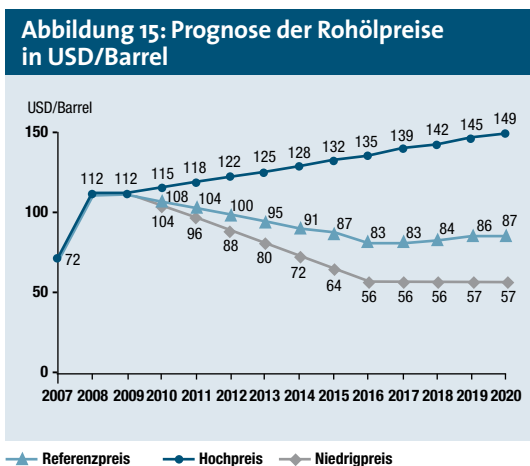
EVU, die noch die Hoheit über den Endverbraucher haben, werden verstärkt vor die Her-



(goetzpartners)



(goetzpartners)



(International Energy Outlook 2008)

ausforderung gestellt, ihre Kunden zu halten sowie neue Kunden zu akquirieren. Als mögliche Maßnahmen wären Einführung von Discountmarken und gezielte Vertriebskooperationen mit den Banken, Versicherungen oder Immobiliengesellschaften vor Ort denkbar.

## Anreizregulierung

Der Netzbereich, der bis heute als Tafelsilber der Stadtwerke gegolten hat, geriet verstärkt ins Visier der Regulierungsbehörden. Neben der bereits erfolgten Kürzung der Netznutzungsentgelte (NNE) erwarten die EVU bzw. deren Netzbereiche durch die Anreizregulierung bis Ende 2013 bzw. 2018 weitere Erlös- bzw. Ergebnisschmälerungen. Die genaue Senkung der NNE hängt von der Position der EVU im Effizienzbenchmarking in ihrer Peer-Group sowie der jeweiligen Kostenstruktur ab. Bei den effizientesten Netzbetreibern wird die Anreizregulierung keine merklichen Schmälerungen der NNE verursachen. Allerdings kommt es bei den meisten EVU zu Erlösschmälerungen, die bis zu 1,0 ct/kWh betragen können. Verglichen mit den Netzerlösen in 2005 ergibt sich somit für EVU zum Ende 2013 eine potenzielle Erlösreduktion von bis zu 1,8 ct/kWh oder bis zu 30%. Die meisten Netzbetreiber werden gezwungen sein, ihre Kosten effizienter zu gestalten. (Abbildung 14)

## Energiekosten

Die Energiebeschaffung wird in Zeiten steigender Rohöl- und Gaspreise zu einer echten Herausforderung für die EVU. Darüber hinaus erschweren die auf zwei Jahre verkürzten Laufzeiten der Beschaffungsverträge im Gasbereich langfristige Planungen. Die optimale Gestaltung von offenen Handelspositionen erfordert Fähigkeiten, die weit über das klassische „Back-to-back“-Verfahren<sup>3)</sup> bzw. die herkömmliche Denkweise hinausgehen. Betrachtet man die Entwicklungsprognose der Rohölpreise, so wird klar, dass das Thema Energiekosten und optimaler Einkauf eine neue Zeit einläutet. goetzpartners geht davon aus, dass sich der Ölpreis zwischen dem Hochpreis- und Referenzpreisszenario einpendeln wird. Einen Abfall auf das Niedrigpreis-Niveau halten die Autoren für unwahrscheinlich. (Abbildung 15)

Auf allen Wertschöpfungsstufen der Energiewirtschaft gibt es Veränderungen, die ein strategisches und operatives Umdenken der EVU-Manager und -Anteilseigner erfordern. Die neuen Imperative Wettbewerb, Anreizregulierung und Energiekosten sind mit allen Parteien zu erörtern, damit ein zeitnahes Umdenken und Neuausrichten möglich ist.

<sup>3)</sup> Bei Anfrage einer Grundmenge wird sofort eine Position am Markt eingekauft, sodass weder auf der Angebots- noch auf der Nachfrageseite ein Überhang entsteht.

# Neuausrichtung entlang der Wertschöpfungskette

Wie oben beschrieben, stehen EVU in naher Zukunft unter verstärktem Druck, ihr Jahresergebnis konstant zu halten, um so die Dividendenforderungen ihrer Anteilseigner zu decken. Die Ergebnisminderung können die EVU mittelfristig kompensieren. Zielsetzung ist, die Entwicklung der Kosten moderat zu halten sowie Vertrieb und Beschaffung nachhaltig erfolgreich zu gestalten.

Ein kostenorientiertes Programm eines EVU beinhaltet daher folgende Bausteine:

- Realisierung weiterer Synergien, beispielsweise durch Kooperationen und Fusionen speziell im Netzbereich
- Steigerung der operativen Exzellenz und Qualität der Overhead- und Verwaltungskosten

Am Beispiel der Wertschöpfungsstufe Netze und operative Exzellenz im administrativen Bereich soll ein mögliches Effizienzpotenzial dargelegt werden.

## Fusionen im Netzbereich

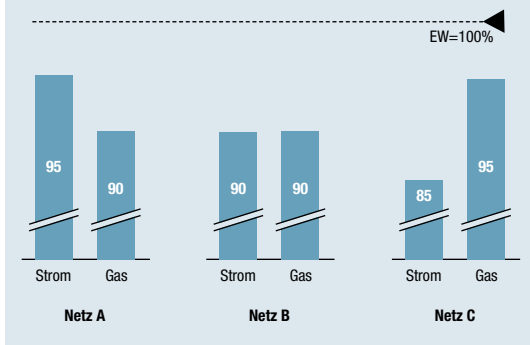
### Ausgangssituation: Erforderliches Potenzial in den Netzbereichen dreier Stadtwerke

Für drei Referenzstadtwerke bzw. -Netze wurde anhand des erwarteten Effizienzwertes für Strom und Gas ausgewertet, in welchem Rahmen Kosten eingespart werden müssen, um die Ergebnisverluste durch die Anreizregulierung wieder aufzufangen und auch in Zukunft erfolgreich operieren zu können<sup>4)</sup>:

- Stadtwerk bzw. Netz A (das größte der drei Stadtwerke): Hier beträgt der Effizienzwert für Strom 95% und für Gas 90%. Daraus resultieren notwendige Einsparungen (bezogen auf die gesamten beeinflussbaren Kosten im Netzbereich) von 7% bis 2018.
- Stadtwerk bzw. Netz B (das kleinste der drei Stadtwerke): Bei einem Effizienzwert für Strom und Gas von jeweils 90% sind Einsparungen von 10% bis 2018 erforderlich.

4) Die Auswertung erfolgte mittels des goetzpartners Anreizregulierungscockpits ARC. Das Tool ermöglicht die integrierte Bewertung aller Optimierungsmaßnahmen bzgl. OPEX, CAPEX und Kooperationen. Auf dieser Basis können die Netzmanager das richtige strategische Handlungsportfolio ableiten und somit das wert- und finanzwirtschaftliche Optimum der Netze erreichen.

**Abbildung 16: Ausgangssituation: Effizienzwerte für Stadtwerke-Netze in %**



(goetzpartners)

- Stadtwerk bzw. Netz C: Effizienzwerte für Strom von 85% und Gas von 95% ergeben ein Einsparerfordernis von 12% bis 2018. (Abbildung 16)

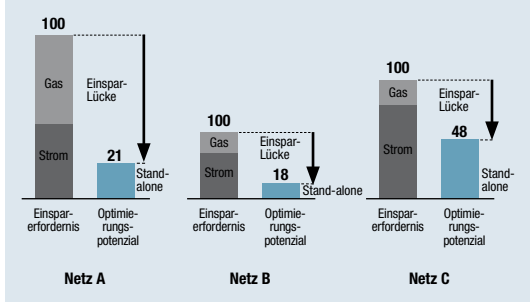
**Handlungsoptionen für Stadtwerke**

Um die erforderlichen Einsparungen zu erzielen, ergeben sich für die oben beschriebenen drei Stadtwerke folgende grundsätzliche Handlungsoptionen, die simuliert und gemeinsam diskutiert werden:

- Stand-alone-Optimierung: Jedes Stadtwerk behält seine Eigenständigkeit und optimiert die Strukturen soweit möglich,
- die drei Stadtwerke bilden eine Netzkooperation,
- die drei Stadtwerke gründen eine gemeinsame Netzgesellschaft durch Fusion ihrer drei Netze.

Die Ergebnisse der Simulation zeigen deutlich, dass für alle drei Stadtwerke die Stand-alone-Optimierung bei Weitem nicht ausreicht, die erforderlichen Einsparungen umzusetzen. Das Optimierungspotenzial ist jeweils zu niedrig. Zwar können die Personalkosten gesenkt werden, jedoch haben Altersteilzeitprogramme nur eine geringe Nettowirkung: Oftmals muss ein Teil der ausscheidenden Mitarbeiter durch neue ersetzt werden, da diese vakanten Positionen nicht durch Synergien mit anderen Netzpartnern aufgefangen werden können. (Abbildung 17)

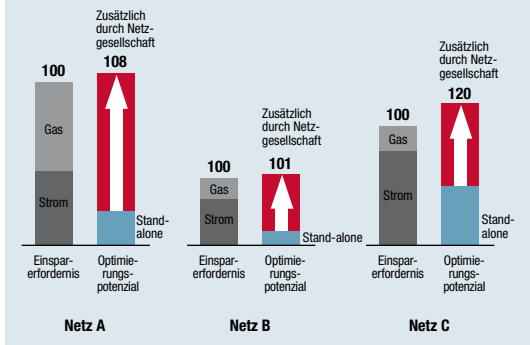
**Abbildung 17: Einsparerfordernis vs. Stand-alone-Einsparpotenzial in %**



(goetzpartners)

Netzkooperationen mit anderen Stadtwerken bieten zumindest die Möglichkeit, Synergiepotenziale aufgrund von Skaleneffekten zu heben. Jedoch zeigt die Praxis, dass dies in losen Kooperationen nur zum Teil geschieht und nicht alle Synergien ausgereizt werden. Grund hierfür ist das oftmals zu konsensorientierte Verhalten in den Entscheidungsgremien der Kooperationen. Daher eignet sich zur Ausnutzung aller Synergien und Einsparpotenziale am besten die Gründung einer gemeinsamen Netzgesellschaft durch Fusion der Netze.

**Abbildung 18: Einsparerfordernis vs. Einsparpotenzial mit fusionierter Netzgesellschaft in %**



(goetzpartners)

Die Auswertung belegt, dass es im Fallbeispiel durch die zusätzlich in einer fusionierten Netzgesellschaft erzielbaren Kostensenkungen möglich ist, die Einsparerfordernisse aufgrund der Anreizregulierung zu erreichen. (Abbildung 18)

**Netzfusion: Gründung einer neuen Netzgesellschaft**

Der maßgebliche Erfolgsfaktor einer neuen Netzgesellschaft ist eine einheitliche Führung mit schnellen Entscheidungswegen und flachen Hierarchien. Nur so können sich die drei Stadtwerke vor dem Hintergrund der sich ändernden Marktbedingungen im Netzbereich zukunftssicher und erfolgreich aufstellen. Zweck der Gesellschaft ist es, Ressourcen und Know-how zu bündeln, um Skaleneffekte und Produktivitätssteigerungen durch einen flexibleren Ressourceneinsatz zu erzielen. Die Personalausstattung wird so

definiert, dass die regelmäßig anfallenden Tätigkeiten abgedeckt werden. Spitzen werden über Fremdleistungen aufgefangen.

goetzpartners hat Stadtwerke bei der Entwicklung nachhaltiger Strategien und Bildung großer Netzgesellschaften begleitet. Unsere Projekterfahrung zeigt, dass sich in einer fusionierten Netzgesellschaft Synergiepotenziale vor allem in drei Bereichen ergeben:

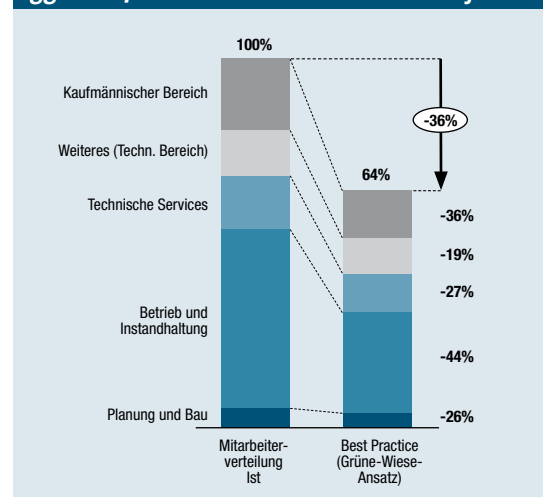
- **Technischer Einkauf:** Durch die Harmonisierung des technischen Materials sowie der Fremdleistungen kann die Netzgesellschaft ihren Einkauf gemeinsam organisieren und durch das größere Volumen je Materialgruppe insgesamt Kostensenkungen erzielen.
- **Pooling der Monteure über die Netze hinweg:** Durch den flexibleren Personaleinsatz können Produktivitätssteigerungen erzielt werden. Voraussetzung hierfür ist die geografische Nähe, um unnötigen Zeitverlust und Kosten durch weite Anfahrten zu vermeiden. Dies ist im Fallbeispiel gegeben.
- **Leitwarte/Netzleitsysteme:** Harmonisieren die Netze ihre Leitwartechnik und konsolidieren den Leitwartenbetrieb, sind auch hier Produktivitätssteigerungen zu erzielen und zusätzlich bei der nächsten erforderlichen Leitwarterneuerung Einsparungen bei den Investitionen zu realisieren.

Ein typisches langfristiges Einsparpotenzial bei technischen Materialien und Fremdleistungen beträgt 10 bis 20% des Einkaufsvolumens. Bei den Personalkosten, vor allem in den Bereichen Planung und Bau, Betrieb und Instandhaltung sowie im kaufmännischen Bereich, sind langfristig sogar Einsparungen von mehr als 30% realisierbar. (Abbildung 19)

Im Personalbereich gibt es eine Reihe von Möglichkeiten, einen Großteil der Synergiepotenziale zu heben, ohne auf betriebsbedingte Kündigungen zurückgreifen zu müssen:

- Mitarbeiter nehmen Altersteilzeit in Anspruch oder gehen in Frührente,
- **Insourcing von Fremdleistungen:** Leistungen wie Monteursarbeiten, die bisher aufgrund begrenzter Personalkapazitäten teilweise ausgelagert wurden, werden künftig intern von durch die gemeinsame Netzgesellschaft frei gewordenen Kapazitäten durchgeführt,
- **Insourcing von Dienstleistungen,** die klassischerweise an Dritte vergeben werden: Durch entsprechende Schulungen kann hierfür auch das eigene Personal eingesetzt werden. Solche Leistungen können beispielsweise sein:

**Abbildung 19: Langfristiges Einsparpotenzial ggü. 2007 im Personalbereich in Personenzahlen**



(goetzpartners)

- im Netzbereich: sämtliche Rohr- und Kabelmontagen, Zählerwechsel- und -ablesung, Wiederholungsprüfungen ortsveränderlicher elektrischer Betriebsmittel,
- im Tiefbau: Hausanschlussgräben (inkl. Baustelleneinrichtung, Pflasteraufnahme, Montagegrube, Oberflächenwiederherstellung – kein Bitu), Bodenabfuhr und Sandlieferung (mit Lkw/Bagger),
- weitere: Kfz-Wartung, gärtnerische Arbeiten.

Diese Handlungsmöglichkeiten werden mit dem Anreizregulierungscockpit (ARC) simuliert und im Projektteam, bestehend aus Vertretern der drei Netze, diskutiert. Somit können ein übergreifendes Verständnis bezüglich der Netzfusion geschaffen und die nächsten Schritte bezüglich konkreter Umsetzung abgeleitet werden.

Mit einer gemeinsamen Netzgesellschaft ist es langfristig möglich, durch Realisierung zahlreicher Synergiepotenziale die Senkung der Netznutzungsentgelte zu kompensieren.

## **Kosteneffizienz und Qualitätssteigerung im administrativen Bereich zugleich – die Quadratur des Kreises?**

In der Energiewirtschaft kursiert mittlerweile der Spruch „Das Problem befindet sich nicht mehr draußen, sondern sitzt im Büro“. Eine historisch gewachsene Struktur in den administrativen Bereichen – vor allem incentiviert durch die VV11+-Verordnung – ist unter den heutigen Gesichtspunkten nicht mehr zeitgemäß.

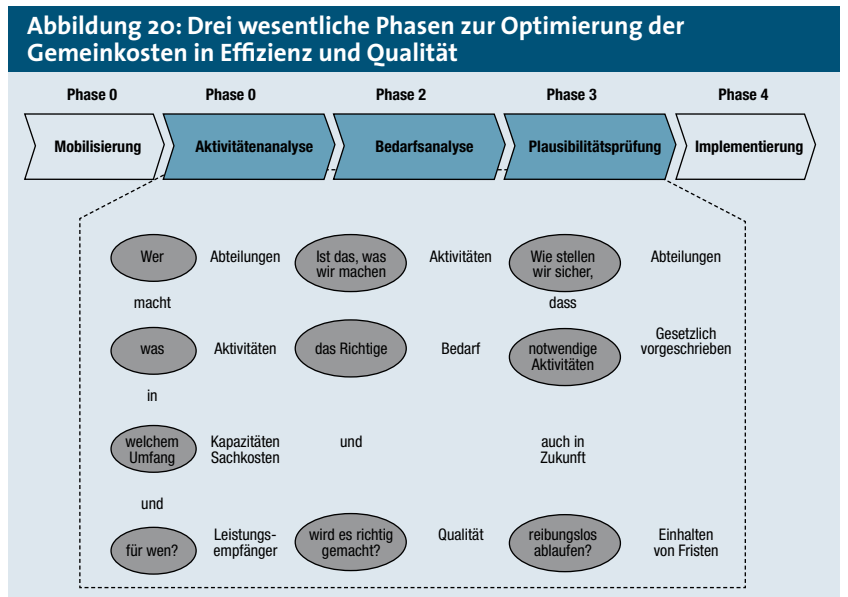
Die großen deutschen Konzerne haben bereits damit begonnen, die Gemeinkosten auf den Prüfstand zu stellen. Angefangen mit Allianz und Daimler, hat jetzt in diesem Jahr auch RWE ein umfangreiches Programm gestartet. Die EVU, die noch keine derartige Initiative durchgeführt haben, sind daher fast gezwungen nachzuziehen, um auf der Kostenseite entsprechend attraktiv zu bleiben.

Die große Herausforderung hierbei ist, an den richtigen Stellhebeln die Effizienzen zu heben und z. B. nicht benötigte, aber dennoch erbrachte Dienstleistungen zu reduzieren und somit den Fokus auf wenige, aber qualitativ hochwertige Dienstleistungen zu legen.

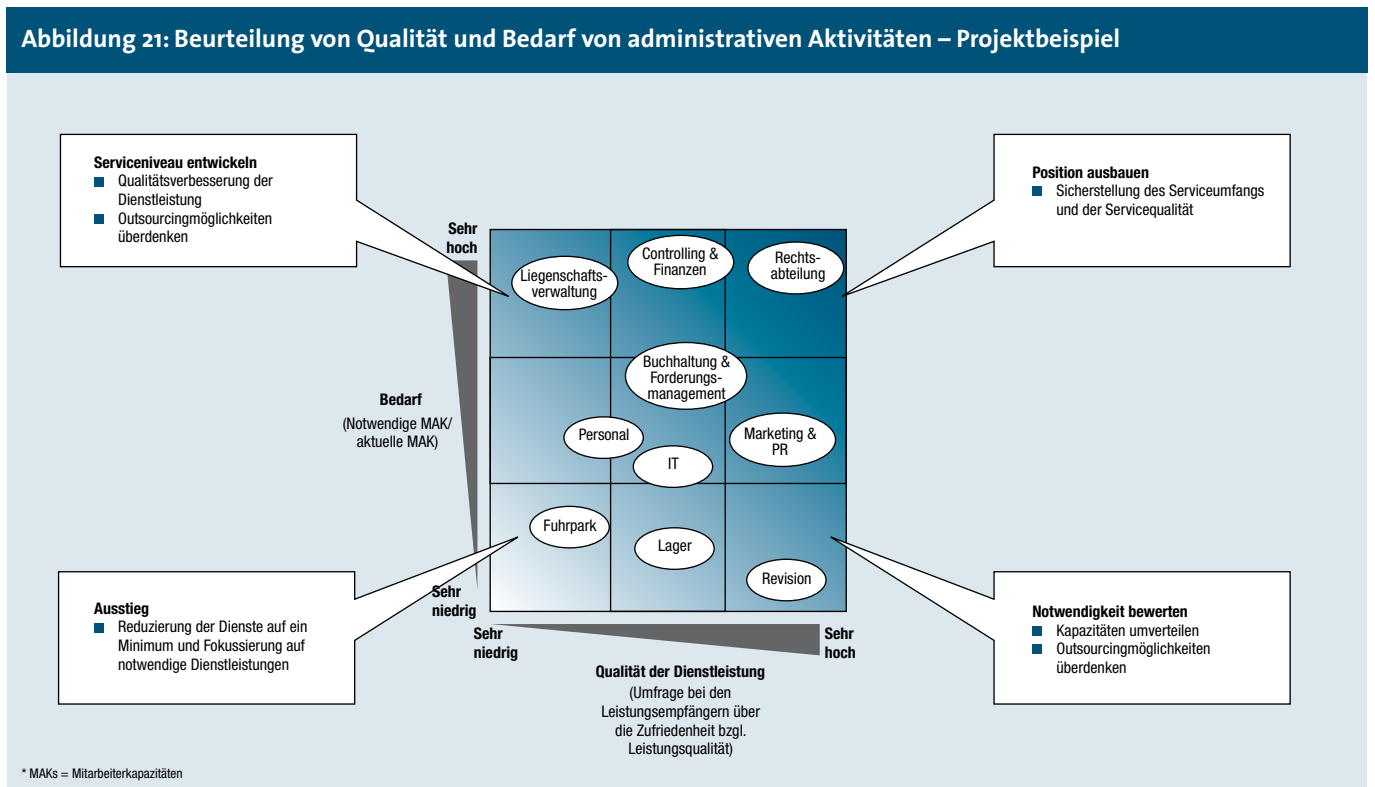
Folgender Ansatz empfiehlt sich: Die administrativen Einheiten werden befragt, wie die Aufteilung der Kapazitäten entlang verschiedener Aktivitäten durchschnittlich erfolgt. Zugleich erfolgt eine Zuordnung der Kapazitäten bzgl. der Leistungsempfänger, die wiederum die Qualität und Form/Höhe

der Leistung beurteilen. Dadurch ergibt sich ein umfassendes Bild bezüglich Qualität und Bedarf aller administrativen Funktionen: Das EVU kann diese auf das Wesentliche reduzieren und konzentrieren und somit Kosteneffizienzen erzielen. (Abbildung 20)

Wichtig hierbei ist, dass dieses Urteil aus der Organisation des eigenen EVU kommt, da dies die Akzeptanz der Ergebnisse extrem steigert. Zudem ist für die Leistungserbringer auch ein Abgleich zwischen Eigen- und Fremdwahrnehmung gegeben. Ein Effekt, der speziell bei administrativen Funktionen eher als Sondersituation zu beurteilen ist. (Abbildung 21)

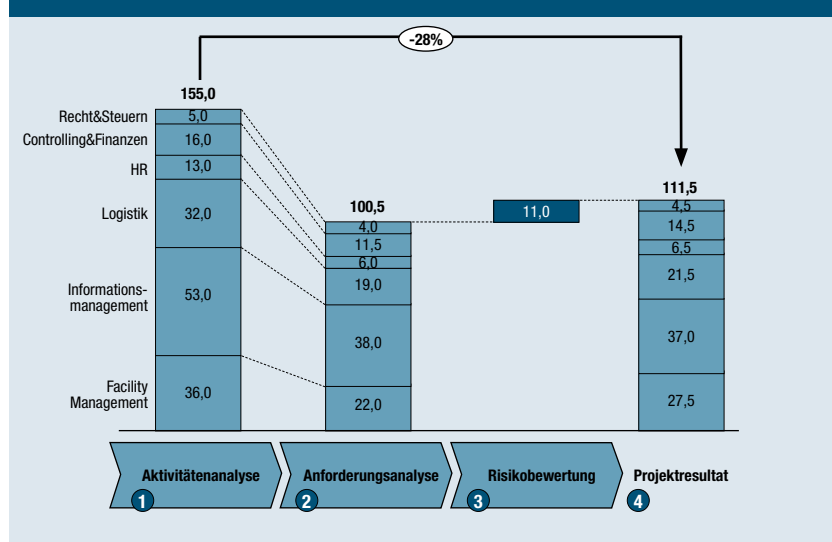


(goetzpartners)



(goetzpartners)

Abbildung 22: Effizienzsteigerungspotenzial (Mitarbeiter)



(goetzpartners)

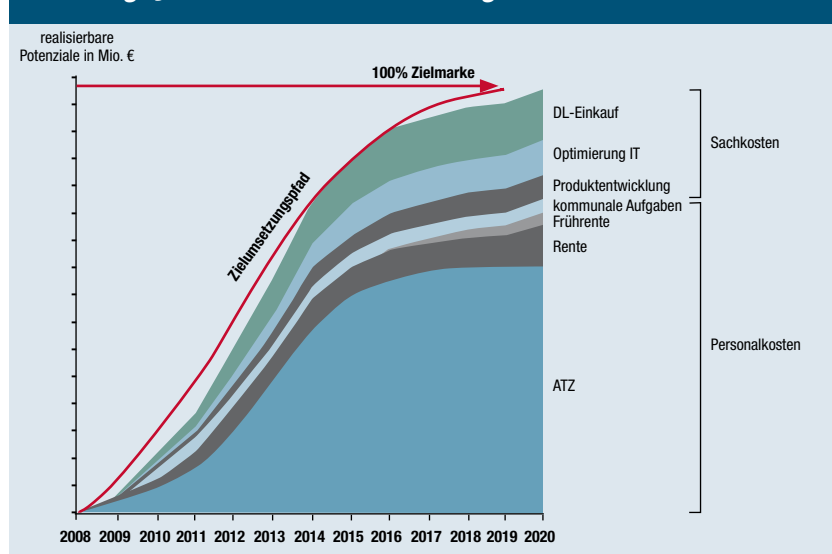
In Summe ergeben sich hier Effizienzsteigerungspotenziale von 20% bis zu maximal 40% bei gleichzeitiger Steigerung der Qualität um 15-20%. Wichtig bei dieser Vorgehensweise ist der abschließende Analyseschritt der Risikobewertung. Hierbei erfolgt ein Abgleich des gewünschten Bedarfs der Aktivitäten aus Empfängersicht gemeinsam mit den Leistungserbringern. Hintergrund ist die Validierung von Aktivitäten, die u. a. gesetzlichen Vorgaben entsprechen, wie z. B. die Erstellung des Jahresabschlusses. (Abbildung 22)

Anders als bei Industrieunternehmen ist bzgl. der Realisierung der ermittelten Potenziale ein differenzierter Ansatz notwendig. Betriebsbedingte Kündigungen etwa sind generell bei

EVU ein Tabuthema. Daher gilt es, durch mittel- bis langfristig orientierte Maßnahmen die identifizierten Potenziale zu heben. So bieten u. a. ATZ-Programme, Frühverrentung, Übernahme anderer kommunaler Aufgaben (z. B.

Fuhrpark-Management), Transfer von EVU-Mitarbeitern in andere kommunale Bereiche die Möglichkeit, die Potenziale sozial verträglich und bei laufendem Betrieb zu realisieren. Ein Faktor, der nicht unterschätzt werden darf. (Abbildung 23)

Abbildung 23: Maßnahmen zur Realisierung der Potenziale



(goetzpartners)

Darüber hinaus ist auch eine Prüfung bzgl. Verlagerung administrativer Funktionen an externe Anbieter zu prüfen. Hierbei ist jedoch zu differenzieren, wie spezifisch die erbrachte Dienstleistung für das EVU und wie hoch die Kostenersparnis ist. Der erhöhte Koordinationsaufwand – speziell am Anfang der Geschäftsbeziehung – ist gerechtfertigt, da sich mittelfristig bei standardisierten Aktivitäten, die nicht von strategischem Interesse sind, Wettbewerbsvorteile ermitteln lassen.

EVU können die erwartete Ergebnisminderung durch mittelfristige Maßnahmen kompensieren. Erfolg versprechend sind insbesondere Kooperationen/Fusionen im Netzbereich und mittelfristig die höhere Kosteneffizienz und Qualität der administrativen Funktionen. Wichtig hierbei ist, die Maßnahmen sozial verträglich zu gestalten, um die Effekte auch langfristig nutzen zu können.



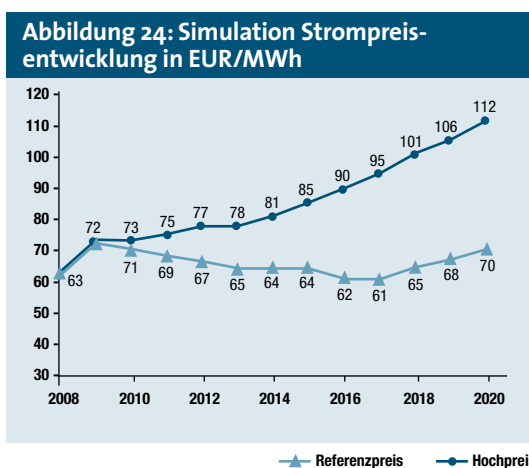
# Ausblick 2020: Werte schaffen für den Produktionsstandort Deutschland

## Simulation Strompreisentwicklung 2020

Die neuen Imperative Wettbewerb, Anreizregulierung und Energiekosten setzen die EVU unter Druck. Es stellt sich die Frage, wie sie von der Entwicklung der einzelnen Komponenten profitieren können. Die beiden Erstgenannten scheiden aufgrund ihrer Natur aus. Beim Thema Energiekosten wäre dies eine Rückwärtsintegration und erst einmal mit hohen Investitionen verbunden. Allerdings ist die Stromerzeugung der einzige Bereich, in dem bis dato hohe Gewinne realisiert werden und der aktuell durch die Top-4-Energieversorger dominiert wird. Warum also nicht den Schritt wagen?

Hierzu ist es wichtig, den Haupttreiber für dieses Vorhaben, den zukünftigen Strompreis, stärker zu beleuchten. goetzpartners hat dazu ein fundamentales<sup>5)</sup> Modell zur Prognose der Entwicklung der Großhandels-Strompreise auf Basis verschiedener Szenarien entwickelt. Die Entwicklung der Preise erfolgt dabei im Wesentlichen unter den folgenden Annahmen:

- Vollständiger bzw. „moderater“ Atomkraftausstieg gemäß aktuellem Plan
- Der durchschnittliche Rohölpreis an den nationalen und internationalen Märkten steigt weiter an bzw. behält das aktuelle Niveau (siehe Abschnitt „Die neuen Imperative“<sup>6)</sup>)
- Die Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate nehmen stetig zu und erreichen bis 2020 ein Niveau von ~28 – 30 EUR/t



(goetzpartners)

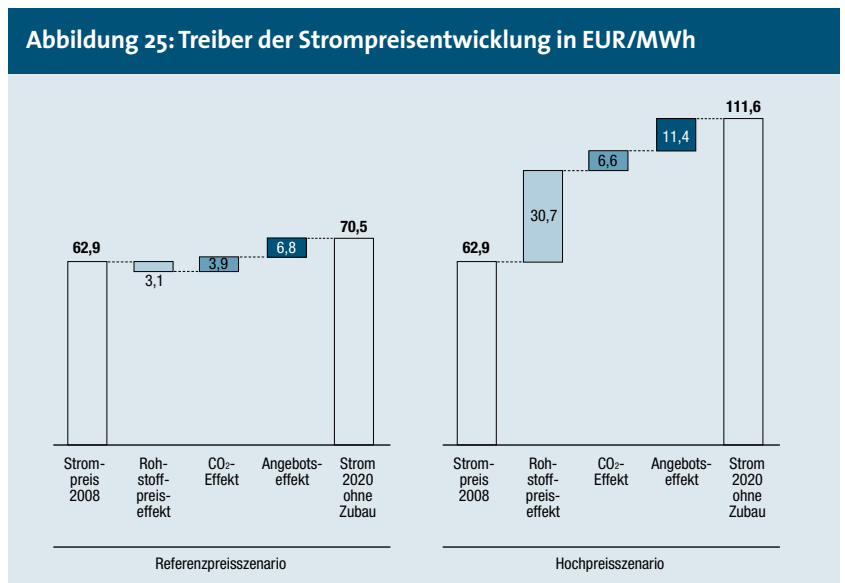
Auf Basis der Annahmen ergeben sich für das Jahr 2020 Großhandelsstrompreise von 70 EUR/MWh (Referenzszenario) bis hin zu 112 EUR/MWh (Hochpreisszenario). Ausgehend von einem heutigen Preisniveau von etwa 63 EUR/MWh würde dies im Extremfall fast eine Verdopplung bedeuten. Diese beiden Szenarien ergeben sich aufgrund der unterschiedlichen Entwicklung der verwendeten Eingangsfaktoren. (Abbildung 24)

Anders als häufig antizipiert werden die Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate nur eine vergleichsweise geringe Rolle für die zukünftige Strompreisentwicklung spielen.

<sup>5)</sup> Das Modell wurde auf Basis der Angebotskurve der Kraftwerke in Deutschland entwickelt.

<sup>6)</sup> Wie bereits im Abschnitt „Die neuen Imperative“ erwähnt, geht goetzpartners davon aus, dass sich der Ölpreis oberhalb des Referenzpreises entwickeln wird.

lung spielen. Das heißt, dass im aktuellen Strompreis die langfristigen Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate zum Großteil bereits inbegriffen sind. Ausschlaggebender ist der zweite Treiber, die nutzbare Kapazität von Kraftwerken in 2020. Gemäß den aktuell verfolgten Plänen wird diese sich von gegenwärtig etwa 90 GW auf bis zu 70 GW im Jahr 2020 reduzieren. Die treibende Kraft für den Preisanstieg sind aber eindeutig Rohstoffkosten, allen voran der Rohölpreis. Aufgrund der Abhängigkeit der Rohstoffpreise von globalen Märkten ist daher dieser Preistreiber für deutsche EVU und Verbraucher gleichermaßen kaum zu beeinflussen. (Abbildung 25)

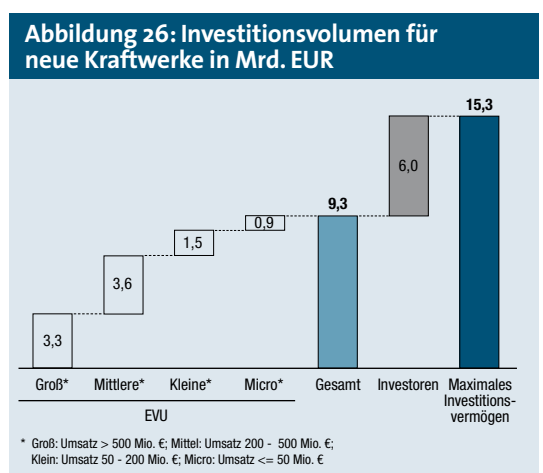


Als Zwischenfazit lässt sich festhalten, dass unter den aktuellen Entwicklungen der Strompreis auch weiterhin das derzeitige Niveau behalten wird, mit einem klaren Trend zur Steigerung. Eine gute Ausgangsbasis also für EVU, in dieses kerngeschäftsnahen Umfeld zu investieren.

(goetzpartners)

## Investieren in Kraftwerke – Finanzkraft ist gegeben

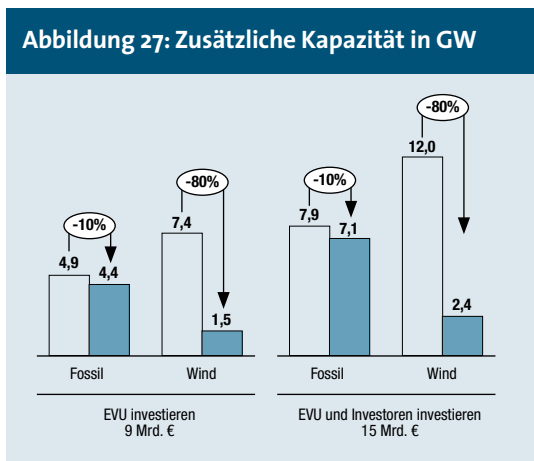
Wie viel Geld kann in Kraftwerke investiert werden? Eine berechtigte Frage, da die EVU in der Vergangenheit finanziell gut aufgestellt waren. Auf Basis der vorliegenden Daten und einer Hochrechnung auf alle etwa 900 EVU in Deutschland wäre ein maximales Investitionsvolumen von 9,3 Mrd. EUR möglich, maßgeblich über Fremdfinanzierung gedeckt (Grundvoraussetzung: normalisierte wirtschaftliche Situation, in der die Banken Darlehen gewähren). Wesentlichen Beitrag leisten hierbei, bedingt durch ihre Größe, die EVU mit Umsatz > 200 Mio. EUR. Die kleinen und kleinsten EVU tragen insgesamt mit ca. 2,4 Mrd. EUR deutlich bei. Da speziell Produktionsunternehmen von steigenden Energiepreisen besonders stark betroffen sind, besteht hier gesteigertes Interesse an einer langfristigen Strompreisprognose und -stabilität. goetzpartners unterstellt hierbei, dass diese externen Investoren keine eigenen Kraftwerke bauen, sondern sich an diesen Projekten mit beteiligen, d. h. weniger als 50% Anteil je Kraftwerk, aber mehr als 25% investieren, um entsprechende Mitspracherechte zu erhalten. So kommen durchschnittlich nochmals ca. 6 Mrd. EUR hinzu. (Abbildung 26)



(goetzpartners)

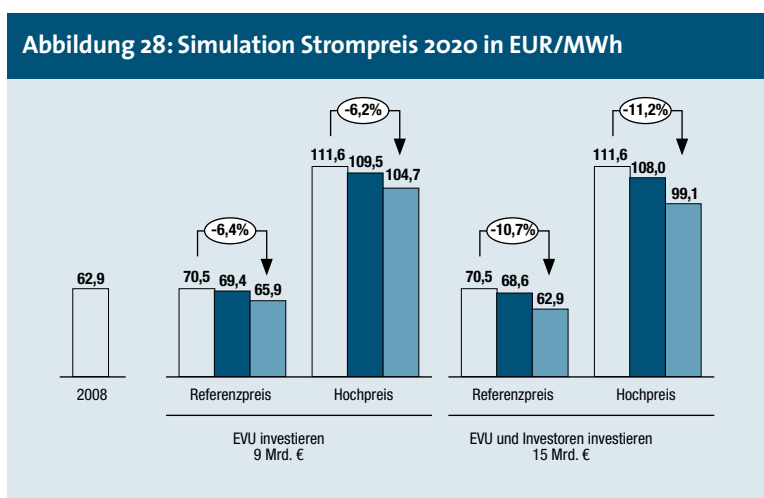
goetzpartners hat für die Bandbreite der möglichen Kraftwerkstypen Fossil (entspricht Kohle) bzw. Wind ausgewählt. Vor circa fünf Jahren noch konnte man mit derartigen Mitteln signifikante Investitionen speziell in Kraft-

werke mit fossilen Primärenergieeinsatzstoffen durchführen. Doch die Daumenregel 1 Mio. EUR für 1 MW Kraftwerkskapazität zählt schon lange nicht mehr. Grund hierfür ist die gestiegene Nachfrage nach Kraftwerkskapazitäten bei einem limitierten Angebotsvolumen. In dieser Studie wurde mit Investitionskosten von 1,9 Mio. EUR/MW für Kraftwerke mit fossilen Primärenergieeinsatzstoffen bzw. 1,25 Mio. EUR/MW für Windenergie kalkuliert. Hieraus ergeben sich 4,9 GW bzw. 7,4 GW zusätzliche Kraftwerkskapazität für das Szenario, wonach nur EVU investieren. Zu beachten ist hierbei, dass dies nur Bruttokapazitäten sind. Die effektiv nutzbaren Kapazitäten sind aufgrund der jährlichen Volllaststunden je Kraftwerkstyp sehr unterschiedlich. So ist bei fossilen Kraftwerken mit einem Abschlag von 10% zu kalkulieren. Bei Windkraftkapazitäten hingegen ist von einem Abschlag von mehr als 80% auszugehen. Dadurch ergeben sich in der Simulationsrechnung zwischen 1,5 GW (Wind) und 4,4 GW (Fossil) effektiv nutzbare Kraftwerkskapazitäten für das Jahr 2020. In der Szenariorechnung mit externen Investoren ergeben sich zusätzlich neue nutzbare Kapazitäten in Höhe von 2,4 GW (Wind) bis 7,1 GW (Fossil). Dies bedeutet, dass man ungefähr 10% neue, zusätzliche Kraftwerkskapazität hinzuschalten kann, die in ihren Gesteungskosten günstiger sind als alte Kraftwerkskapazitäten. Dies hat unter anderem hohen Einfluss auf die Strompreisentwicklung, da alte Kraftwerke mit einem niedrigen Wirkungsgrad gegen neue Kraftwerke mit Wirkungsgraden von ca. 45% (abhängig vom Kraftwerkstyp und der Gesamtkonstellation) eingesetzt werden können. Themenstellung wie Abscheidung von Kohlendioxid u. Ä. wurden hier noch nicht in Betracht gezogen, da zum jetzigen Zeitpunkt keine klare finanzielle und technische Prognose abgegeben werden kann. (Abbildung 27)



□ Brutto ■ Nutzbar

(goetzpartners)



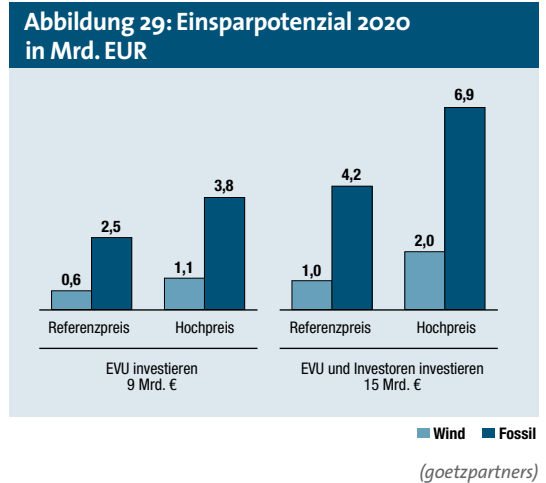
□ Basis ■ Wind ■ Fossil

(goetzpartners)

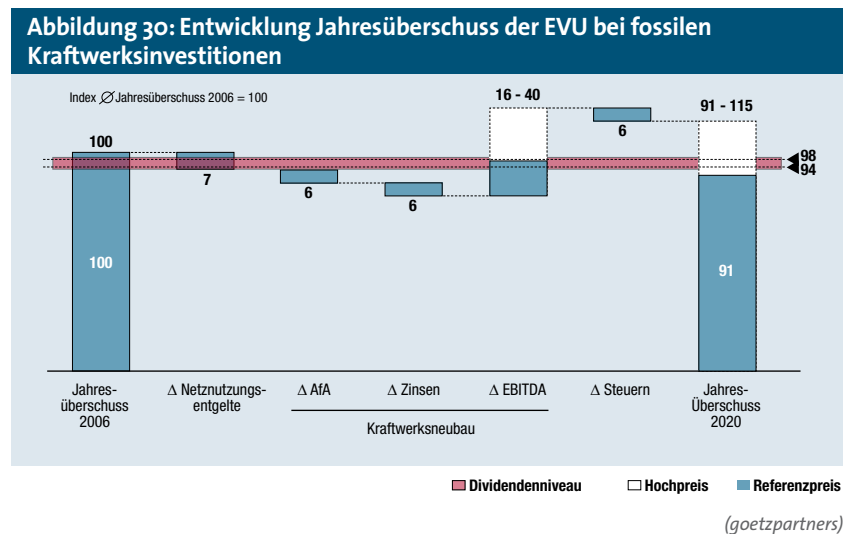
Insgesamt sind diese Maßnahmen für die Entwicklung der Strompreise entscheidend. Das goetzpartners Modell zeigt, dass sich im Vergleich zum aktuell erwarteten Preis durch Investitionen der EVU und der externen Investoren Preisreduktionen auf den Strommärkten von 11% in 2020 ergeben würden. Im Referenzpreisszenario führt dies zu einer Zurückführung des Strompreises auf das heutige Niveau (Fossil-Variante). Selbst im Szenario, dass EVU nur den Einsatz ihrer eigenen Finanzmöglichkeiten nutzen, würden sich die Strompreise um ca. 6% verringern. Für mitinvestierende Partner ist dies eine interessante Möglichkeit, an dieser lukrativen Wertschöpfungsstufe mitzuerzielen. Sie könnten (Teil-)Margen aus der Erzeugung erhalten oder ihren eigenen Energiebedarf günstiger decken. (Abbildung 28)

## Win-win-Situation für alle beteiligten Parteien

Wer wird von diesem Szenario profitieren? Eines ist klar: Der volkswirtschaftliche Nutzen ist gegeben. Würden sich im denkbar ungünstigsten Fall (Referenzpreis, Windinvestitionen) noch immer jährliche Einsparungen für 2020 in Höhe von 600 Mio. EUR ergeben, so kann diese Zahl auf bis zu 7 Mrd. EUR steigen. Aber auch hier ist von einer „goldenen Mitte“ auszugehen: Die deutsche Volkswirtschaft würde durch die Errichtung fossiler und erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten mit etwa 4 Mrd. EUR weniger im Jahr 2020 belastet werden. Diese Einsparung entspricht 0,5% bezogen auf die Bruttowertschöpfung produzierender Unternehmen bzw. knapp 5% für Industrien mit energieintensiver Produktion. Ein Effekt, der für viele Unternehmen über den Fortbestand entscheidet. (Abbildung 29)



Aber auch die EVU und deren Eigentümer werden vom Bau und Betrieb neuer Kapazitäten profitieren. Durch Anreizregulierungskürzungen sehen sie sich vor einschneidenden Veränderungen und betrachten ihre Möglichkeit zur Aufrechterhaltung des derzeitigen Dividendenausschüttungsniveaus von 94% bis 98% der jährlichen Jahresüberschüsse stark gefährdet. Unter Einbeziehung aller Effekte können Energieversorger durch Errichtung neuer fossiler Kraftwerke ihren Jahresüberschuss 2020 im Vergleich zu 2006 aber um ca. 15% steigern und so ihre Ertragsfähigkeit sichern und steigern. Selbst im Falle einer Referenzpreisentwicklung würden die Bauvorhaben noch immer die Kürzungen aus den Regulierungsbeschlüssen kompensieren und das Niveau der jährlichen Dividenden für Eigentümer erhalten. (Abbildung 30)



Für das Jahr 2020 kommen auf Endverbraucher signifikant steigende Strompreise zu. EVU können diesen Anstieg um bis zu 10% reduzieren (zusammen mit Partner), wenn diese in Kraftwerkskapazitäten investieren. Diese Situation ist für alle Beteiligten von Nutzen: Der Endverbraucher spart bis 7 Mrd. EUR an Stromkosten und die EVU haben einen zusätzlichen Ergebnisbeitrag, mit dem die Dividendenforderungen auch langfristig gedeckt und die Gewinne um bis zu 15% ggü. 2006 gesteigert werden können.

## Fazit: Unternehmerisches Handeln ist gefragt

In der jüngsten Vergangenheit ist in den Energiemärkten einiges in Bewegung geraten. Die Energiewirtschaft als Industriesektor entwickelt sich – mit allen Vor- und Nachteilen. Angefangen von den ersten Kundenbewegungen, die auch im Privatkundenbereich stattfinden, bis hin zu dem komplexen Sachverhalt der Anreizregulierung – die Branche muss umdenken.

Speziell im Netzbereich werden sich in den nächsten Jahren aufgrund der stärkeren Dezentralisierung der Erzeugungskapazitäten stärkere Lastschwankungen ergeben als bisher. Keine unlösbare Aufgabe, aber dennoch eine Aufgabe, die Sachverstand und klare Zielorientierung verlangt. Darüber hinaus wird das Thema E-Mobility, also der Antrieb der Automobile durch Elektromotoren, auch für die Energieversorger ein Bereich sein, der interessante Aspekte mit sich bringen wird. Angefangen von der teilweisen Anpassung von Engpässen im Niederspannungsnetz beim Laden der Batterien bis hin zur Bereitstellung der Infrastruktur durch Ladestationen an öffentlichen Plätzen (Parkplätze etc.) sind hier langfristige Maßnahmenpläne zu entwickeln, die Versorgungssicherheit und -qualität sicherstellen und somit für den Kunden Werte schaffen, die es bis dato nicht gab.

Somit ist bei allen Entscheidern und Verantwortlichen im EVU-Bereich unternehmerisches Handeln gefragt: Risiken managen und neue Chancen entwickeln.

# Checkliste für Anteilseigner/EVU-Manager

## Checkliste für Anteilseigner

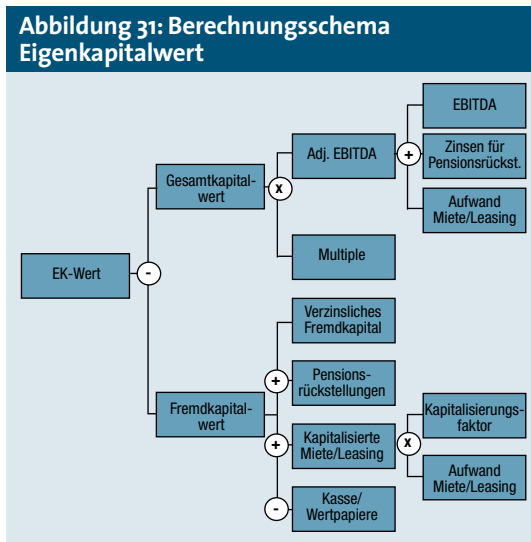
- ✓ Implementierung einer wertorientierten Steuerung zur nachhaltigen Steigerung des EK-Marktwerts
- ✓ Validierung der EVU-Beteiligung: Halten, Verkauf oder Kauf eines weiteren EVU mit hohem Synergiepotenzial bzw. Fusion mit einem solchen
- ✓ Prüfung der Werthaltigkeit der einzelnen Wertschöpfungsstufen und Validierung einer strukturellen Neuausrichtung durch Halten, Verkauf oder Zukauf bzw. Fusion von Teilbereichen

## Checkliste für EVU-Manager

- ✓ Bewertung des finanziellen Unternehmenserfolgs mittels der Totalen EK-Rendite
- ✓ Aktives Controlling der Risiken (z. B. Anreizregulierung) und Gegensteuerung durch geeignete Maßnahmen
- ✓ Zusätzlichen Kundennutzen schaffen durch Erweiterung des Dienstleistungsportfolios (E-Mobility, Photovoltaik-Contracting etc.)
- ✓ Verstärkte regionale Kooperation/Fusionen der Wertschöpfungsstufen innerhalb der Netzbetriebe
- ✓ Rückwärtsintegration im Erzeugungsbereich mit und ohne Partner zur Absicherung der Beschaffungspositionen

# Anhang

## Berechnungslogik Eigenkapitalwert (EK-Wert)



(goetzpartners)

Der EK-Wert setzt sich aus dem Gesamtkapitalwert (GK-Wert) abzüglich des Fremdkapitalwerts (FK-Wert) zusammen.

Der FK-Wert besteht aus den Größen verzinsliches Fremdkapital (Bankschulden, Anleihen etc.), den Pensionsrückstellungen und den kapitalisierten Miet- und Leasingaufwendungen, reduziert um den Kassenbestand und andere Wertpapiere. Sämtliche Positionen haben einen Verzinsungsanspruch gegenüber Dritten. Zur Bestimmung der kapitalisierten Miet- und Leasingaufwendungen wurde der Standard-Maklerfaktor von 11x (entspricht 9% Verzinsungsanspruch) mit dem jeweiligen Aufwand multipliziert.

Der GK-Wert wird mittels eines für die Branche üblichen Multiplikators von 7x und dem adjustierten EBITDA ermittelt. Die Adjustierungen sind zum einen das Herausrechnen des Miet- und Leasingaufwands, da dieser bereits im FK-Wert enthalten ist. Zum anderen werden die im Personalaufwand enthaltenen Zinsen für Pensionsrückstellungen abgezogen, um ein echtes operatives Ergebnis vor Zinsen vorweisen zu können. (Abbildung 31)

**Abbildung 32: Ermittlung EBITDA-Multiplikator**

Unternehmen	2002	2003	2004	2005	2006	
RWE	8,8x	7,0x	6,6x	6,8x	6,8x	Deutsche Bank Research
E.on	9,3x	6,0x	6,3x	6,3x	7,0x	Deutsche Bank Research
MVV	8,1x	5,4x	10,9x	8,6x	8,7x	Oppenheim Research

Median = 7,0x

(Deutsche Bank; Oppenheim)

## Gesamtkapitalwert-Multiplikator

Der Gesamtkapitalwert-Multiplikator wurde ermittelt als Median der EBITDA-Ergebnisse der börsennotierten deutschen Energieversorger für die Jahre 2002 – 2006. Er wurde für alle Jahre verwendet, um eine identische Bewertungsbasis für alle Unternehmen zu bilden. Die beiden Versorger EnBW und Vattenfall Europe wurden aufgrund des sehr kleinen Streubeitzanteils (<3%) aus der Analyse herausgenommen. (Abbildung 32)

# Abbildungsverzeichnis

Abb. 1	Transaktionen im deutschen Energiemarkt (2002 – 2008)	6
Abb. 2	Bruttowertschöpfung energieintensiver Branchen in Deutschland (2006)	7
Abb. 3	Treiber der Inflationsrate (Juni 07 – Juni 08)	7
Abb. 4	Verteilung der Totalen EK-Rendite (2003 – 2006)	9
Abb. 5	Verteilung der nachhaltigen Wertentwicklung in Jahren	9
Abb. 6	Übersicht der Totalen EK-Rendite (2003 – 2006)	10
Abb. 7	Treiber der Totalen EK-Rendite in % (2003 – 2006)	10
Abb. 8	Adj. EBITDA (Index 2002 = 100)	11
Abb. 9	Adj. EBITDA und dessen Treiber (Index 2002 = 100)	11
Abb. 10	Veränderung DB <sub>1</sub> in % ggü. Preisveränderung in % (2002 – 2006)	11
Abb. 11	Entwicklung der Freien Cashflows und der Dividenden (2003 – 2006)	12
Abb. 12	Investitionen und Abschreibungen (2003 – 2006)	12
Abb. 13	Entwicklung der Kundenzahl bei den wichtigsten bundesweiten Stromanbietern in Tsd. Kunden (2007 – 2008)	13
Abb. 14	Entwicklung der Netzerlöse im Strombereich in ct/kWh (2005 – 2013)	14
Abb. 15	Prognose der Rohölpreise in USD/Barrel	14
Abb. 16	Ausgangssituation: Effizienzwerte für Stadtwerke-Netze in %	16
Abb. 17	Einsparerfordernis vs. Stand-alone-Einsparpotenzial in %	16
Abb. 18	Einsparerfordernis vs. Einsparpotenzial mit fusionierter Netzgesellschaft in %	16
Abb. 19	Langfristiges Einsparpotenzial ggü. 2007 im Personalbereich in Personenjahren	17
Abb. 20	Drei wesentliche Phasen zur Optimierung der Gemeinkosten in Effizienz und Qualität	19
Abb. 21	Beurteilung von Qualität und Bedarf von administrativen Aktivitäten – Projektbeispiel	19
Abb. 22	Effizienzsteigerungspotenzial (Mitarbeiter)	20
Abb. 23	Maßnahmen zur Realisierung der Potenziale	20
Abb. 24	Simulation Strompreisentwicklung in EUR/MWh	22
Abb. 25	Treiber der Strompreisentwicklung in EUR/MWh	23
Abb. 26	Investitionsvolumen für neue Kraftwerke in Mrd. EUR	23
Abb. 27	Zusätzliche Kapazität in GW	24
Abb. 28	Simulation Strompreis 2020 in EUR/MWh	24
Abb. 29	Einsparpotenzial 2020 in Mrd. EUR	25
Abb. 30	Entwicklung Jahresüberschuss der EVU bei fossilen Kraftwerksinvestitionen	25
Abb. 31	Berechnungsschema Eigenkapitalwert	28
Abb. 32	Ermittlung EBITDA-Multiplikator	28

## Über goetzpartners

goetzpartners zählt mit rund 150 Mitarbeitern und Büros in München, Düsseldorf, Frankfurt, London, Paris, Madrid und Prag sowie Kooperationen in Budapest, Moskau, Bangalore, Mumbai, New York, Los Angeles und San Francisco zu den führenden unabhängigen Beratungsunternehmen in Europa. Durch die Kombination umfassender Expertise aus den Bereichen Corporate Finance, Management Consulting und Interim Management verbindet goetzpartners herausragende Funktionalexpertise mit einem einzigartigen Marktzugang. goetzpartners steht für innovative Beratungsansätze und maßgeschneiderte Ergebnisse, die auf Augenhöhe mit den Kunden erfolgreich umgesetzt werden.

goetzpartners Management Consultants GmbH berät schwerpunktmäßig in den Bereichen Strategie, Marketing und Vertrieb, Operative Effizienz, strategische Due Diligence, Transaction Services und Restrukturierung in reifen und wachsenden Industrien. Fokus von goetzpartners Corporate Finance ist die Beratung bei M&A-Transaktionen. goetzpartners Interim Managers unterstützt Investoren beim Management ihrer Beteiligungen und professionellen Nachfolgeregelungen.

# Disclaimer

Diese Studie basiert sowohl auf eigenen Untersuchungen von goetzpartners als auch auf öffentlich zugänglichen Informationen aus unterschiedlichen Quellen. Diese Quellen umfassen unter anderem Drittstudien, Presseartikel, Datenbanken und Unternehmensinformationen.

Beim Verfassen dieser Studie hat goetzpartners die öffentlich zugänglichen Informationen auf deren Plausibilität untersucht und im Übrigen unterstellt, dass sie akkurat und vollständig sind, ohne dies von unabhängiger Seite verifizieren zu lassen.

Soweit auf Informationen zu den Themen dieser Studie zurückgegriffen wurde, die teilweise nicht mehr aktuell und/oder unvollständig waren, hat goetzpartners diese um eigene Analysen und Annahmen ergänzt. Die eigenen Analysen und Annahmen für diese Studie wurden nach bestem Wissen und Gewissen angefertigt. Für die Richtigkeit und Vollständigkeit dieser Analysen und Annahmen übernimmt goetzpartners jedoch keinerlei Gewähr.

Die Studie ist urheberrechtlich geschützt. Jeder Nachdruck – auch auszugsweise – bedarf der Zustimmung von goetzpartners.

# Kontakt

goetzpartners

## Kontakt

Tel.: +49 - 89 - 29 07 25 - 500

Michael Sanktjohanser  
Managing Director  
MANAGEMENT CONSULTANTS  
m.sanktjohanser@goetzpartners.com

Günther Schermer  
Partner  
MANAGEMENT CONSULTANTS  
schermer@goetzpartners.com

goetzpartners  
MANAGEMENT CONSULTANTS GmbH  
goetzpartners  
CORPORATE FINANCE GmbH  
Prinzregentenstraße 56  
80538 Munich  
Germany  
T: +49 - 89 - 29 07 25 - 0  
F: +49 - 89 - 29 07 25 - 200

[www.goetzpartners.com](http://www.goetzpartners.com)



goetzpartners