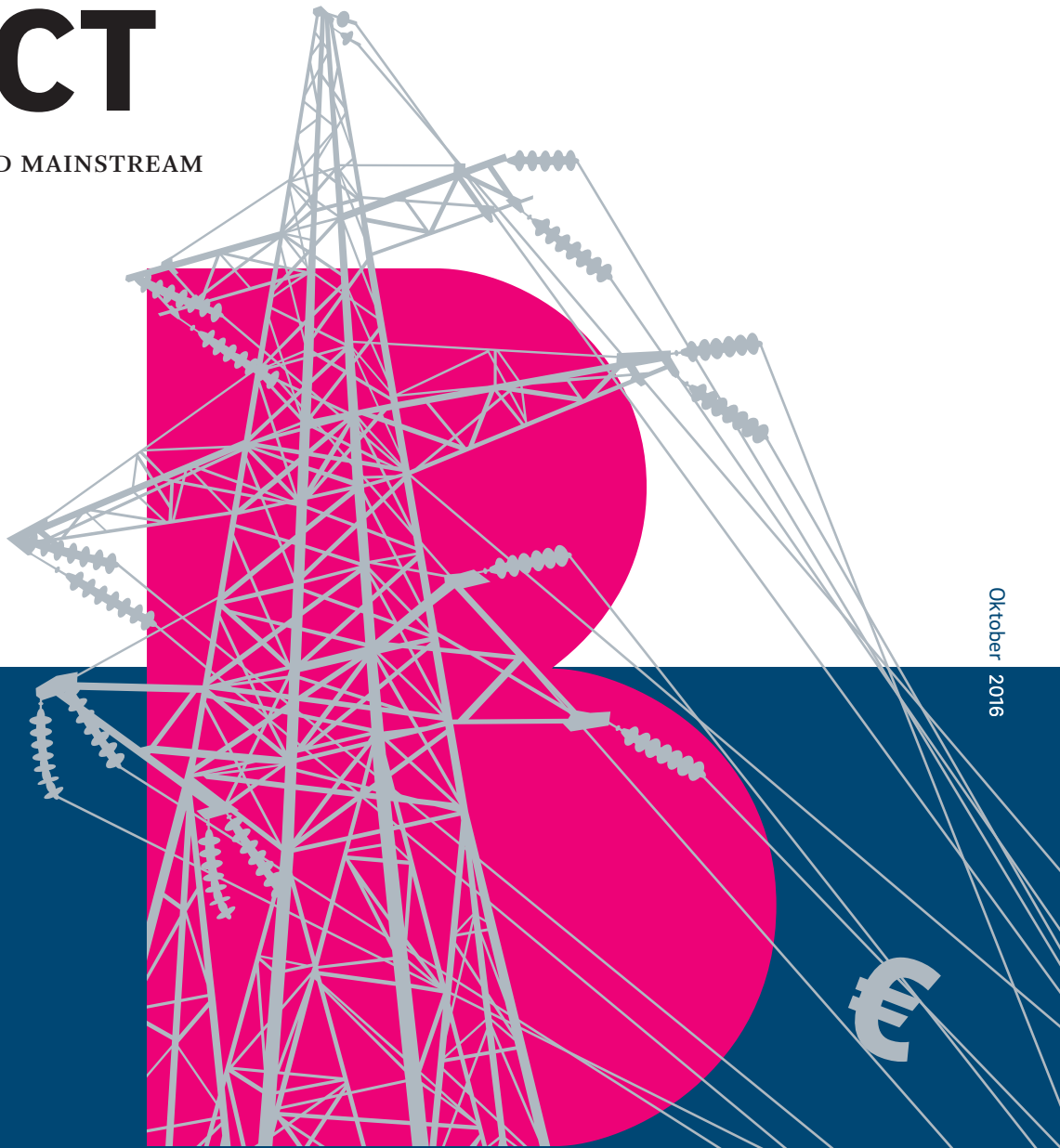


THINK ACT

BEYOND MAINSTREAM



Oktober 2016

Endspiel im Energienetz

Regulierung und Rendite: unternehmerische Strategien
in Zeiten niedriger Zinsen



THE BIG

3

40%

der Energieversorger mit Netzbetrieb müssen kurzfristig auf die Anpassung des Zinsniveaus reagieren, um einem drohenden Rentabilitätsverlust von über 20% zuvorzukommen.

Seite 5

38%

höher als bisher wird der Verschuldungsgrad kleiner und mittlerer Energieversorger aufgrund der niedrigeren Verzinsung.

Seite 7

35%

beträgt der geschätzte Wertverlust von kleinen und mittleren Energieversorgern.

Seite 7

Investitionen in Energienetze waren mal ein attraktives Geschäft. Das steht jetzt infrage.

Die Energiewende hat die Rahmenbedingungen für Energieversorger in Deutschland umfassend und nachhaltig verändert. In unserer Studie "Erfolgreich in der Energiewende – Effizienzbenchmarking als Impulsgeber für Regionalversorger und Stadtwerke" (2014) haben wir frühzeitig die tief greifenden, negativen Auswirkungen der Energiewende, des steigenden Wettbewerbsdrucks im Vertrieb sowie des regulatorischen Drucks im Netz auf Energieversorger aufgezeigt.

Dieser Negativ-Trend hat sich seitdem fortgesetzt. Gerade Stadtwerke und Regionalversorger mit signifikanten konventionellen Erzeugungskapazitäten, Netzbetrieb und Vertrieb hat es besonders schwer getroffen: Zwischen 2010 und 2014 ist die Rentabilität im Mittel um 3,6 Prozentpunkte zurückgegangen, bei einem Anstieg des Verschuldungsgrads von 2,7 auf im Mittel 3,9. → **A**

Während auch für Energieversorger ohne konventionelle Erzeugung ein vergleichbarer Trend zu beobachten ist, sind diese typischerweise kleinen bis mittelgroßen Unternehmen weniger stark von der Energiewende betroffen. Dabei ist gerade der Netzbetrieb ein wichtiger Stabilitätsanker und stellt einen bedeutenden Anteil des EBIT-(Profit-)Pools dar.

Nun wird auch dieser letzte stabile Profit-Pool infrage gestellt: Im Oktober 2016 hat die Bundesnetzagentur eine Absenkung des regulatorisch zugebilligten Verzinsungsniveaus für die 3. Regulierungsperiode (2018-2022 Gas,

2019-2023 Strom) beschlossen, das für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber gleichermaßen gilt. → **B**

Mit der Zinsanpassung reagiert die Bundesnetzagentur auf das niedrige Leitzinsniveau sowie auf sinkende Investitionsrisiken im Netz. Konkret wird der anerkannte Basiszins der aktuellen Regulierungsperiode von 3,8% auf 2,5% in der kommenden 3. Regulierungsperiode abgesenkt. Gemäß unserer Prognose wird sich dieser Trend auch in der 4. Regulierungsperiode fortsetzen: Wir gehen von einer weiteren Absenkung des Basiszinssatzes auf 1,1% in der 4. Regulierungsperiode aus. Ferner wird der Risikozuschlag von 3,6% auf 3,2% gesenkt. Dies führt zu einem erheblichen Profitabilitätsdruck auf Netzbetreiber – und das bei steigendem Investitionsbedarf in Netzausbau und -modernisierung.

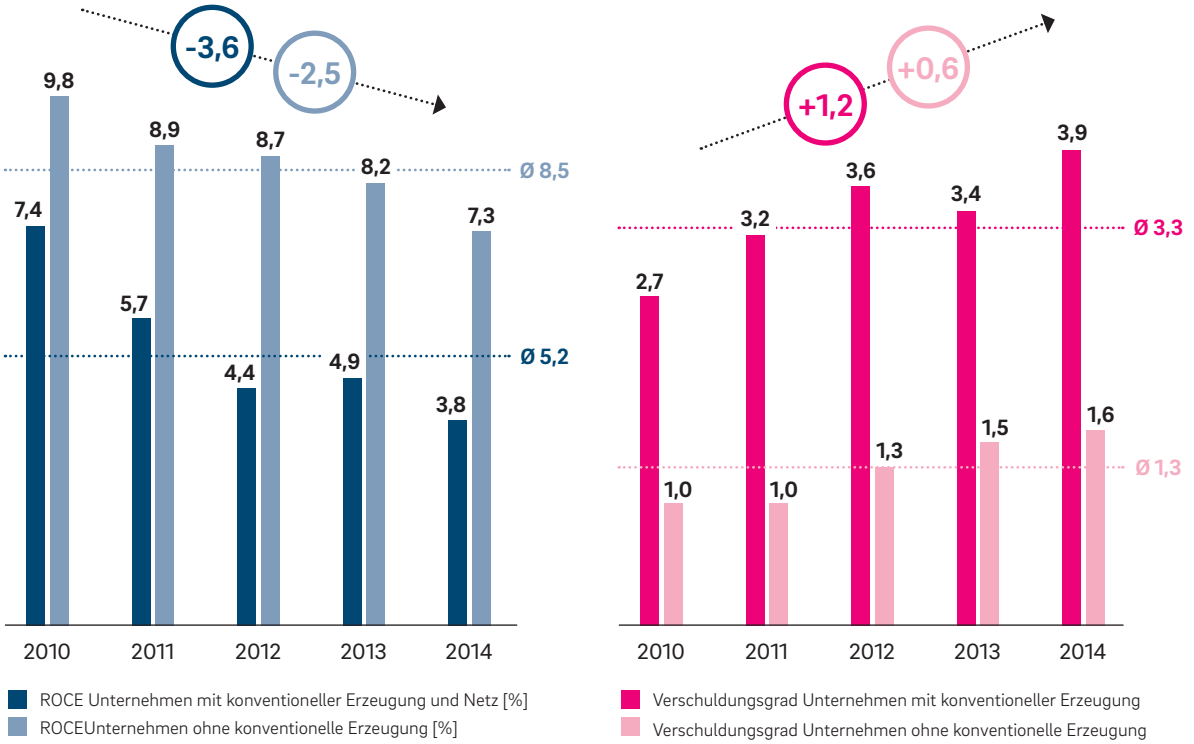
Gleichzeitig entstehen bei den Netzbetreibern durch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende zusätzliche Kosten für Infrastruktur, Hardware und Software. Das Gesetz, das am 2. September 2016 in Kraft getreten ist, sieht nicht nur den flächendeckenden Einbau von intelligenten Messsystemen (iMsys) ab einem Verbrauch von 6.000 kWh vor, sondern ändert die bisherigen Rollen des Messstellenmanagements und -betriebs deutlich. Die Messsysteme übermitteln zukünftig täglich bzw. viertelstündlich über den Smart Meter Gateway Administrator die relevanten Netzzustandsdaten, unterstützen die sichere sowie zuverlässi-

A

ENERGIEWENDE SCHLÄGT ZU

Jüngste Veränderungen der Rentabilität (Return on Capital Employed) sowie des Verschuldungsgrads (Nettofinanzverbindlichkeiten/EBITDA) der hier betrachteten Regionalversorger und Stadtwerke. [%]

40 Regionalversorger und Stadtwerke mit konventioneller Erzeugung, Netzbetrieb (Strom und/oder Gas) und Vertrieb sowie 274 ohne konventionelle Erzeugung, jedoch mit Netzbetrieb und Vertrieb. Die großen 4 werden hier nicht betrachtet.



ge Steuerung und dienen als Kommunikationsplattform im intelligenten Energienetz. Diese kostenintensive Technologie hat zur Folge, dass viele deutsche Netzbetreiber den iMsys-Rollout aufgrund mangelnder Geschäftsmodelle nicht vorfinanzieren können und auf attraktive Finanzierungskonditionen angewiesen sind. Die Absenkung der Refinanzierungskosten wird für die Messstellenbetreiber zur Pflicht.

Die sinkenden Margen werden zu einem Umdenken bei den Muttergesellschaften der Netzbetreiber führen. Investitionen in die Netzinfrastruktur müssen künftig im internen Wettbewerb um Ressourcen, etwa im Vergleich mit Investitionen in erneuerbare Energien, besser begründet werden. Netzbetreiber werden Investitionen über Business Cases im Einzelfall rech-

fertigen müssen. Dies ist ein Paradigmenwechsel, galt doch bisher die Direktive, so viel Investitionen wie nur möglich in den Netzen zu tätigen.

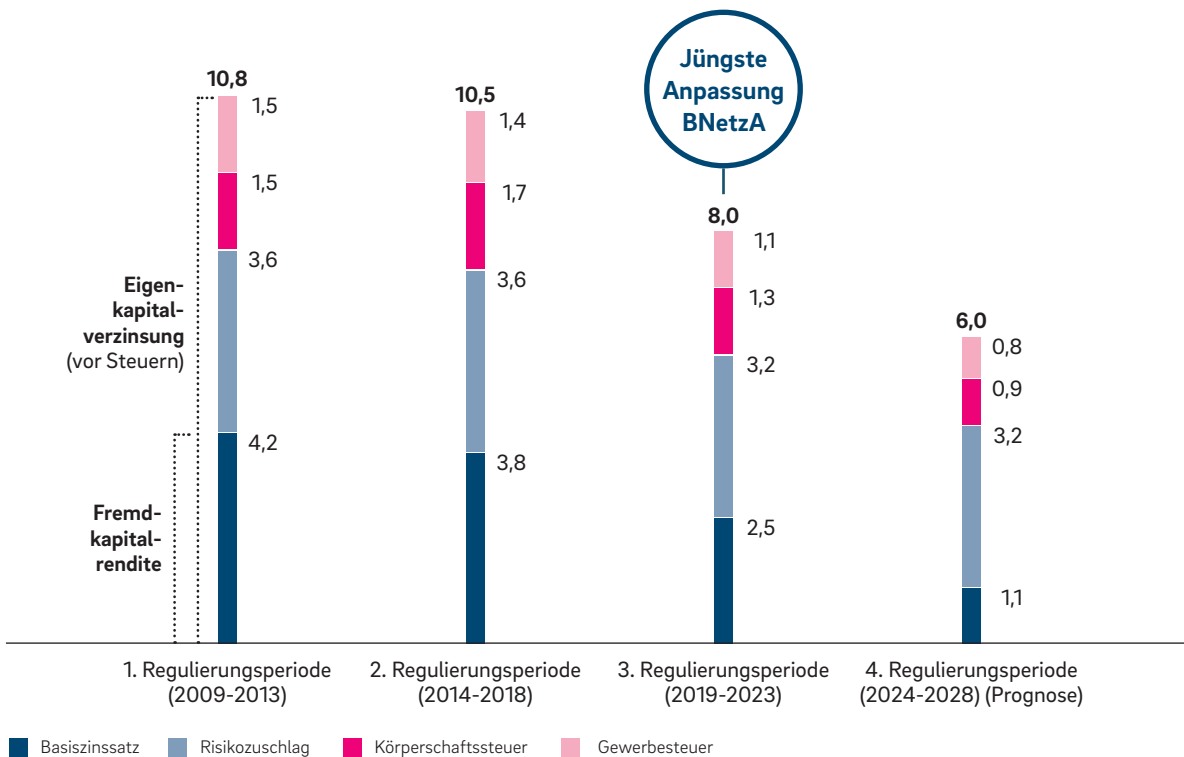
In der Analyse, die Roland Berger gemeinsam mit Boehm-Bezing Mayer & Cie. vorlegt, werden die quantitativen Auswirkungen der Zinsanpassung auf Regionalversorger und Stadtwerke untersucht, die eigene Verteilnetze betreiben und überwiegend in kommunaler Hand sind. Vor allem die kleineren und mittleren Energieversorger müssen mit signifikanten Auswirkungen auf ihre Stabilitätskennzahlen und Renditen rechnen. Betroffen sind von der Anpassung darüber hinaus aber auch die Übertragungsnetzbetreiber sowie die großen vier Energieversorger. Auch wenn bei den großen Energieversorgern das Netzgeschäft einen klei-

B

ZINSANPASSUNG

Entwicklung regulatorischer Verzinsung (Strom).
[%]

Anpassung der regulatorischen Verzinsung für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber für die 3. Regulierungsperiode (hier dargestellt für Neuanlagen Strom). Prognose für 4. Regulierungsperiode basiert auf Extrapolation des Basiszinsniveaus.



neren Anteil am Gesamtgeschäft ausmacht, müssen diese sich genauso mit ihrer Strategie in Bezug auf ihr Netzgeschäft auseinandersetzen. Der von der Bundesnetzagentur regulatorisch erwirkte Margenrückgang, der 40% der Unternehmen besonders stark betreffen wird, läutet ein "Endspiel" im Netz ein. Auch langfristig ist eine Wiederanhebung der regulatorisch zugebilligten Verzinsung nicht zu erwarten. Die BNetzA legt den Basiszinssatz auf Grundlage der Umlaufrendite fest, die inländische festverzinsten Wertpapiere in den letzten zehn Jahren durchschnittlich aufwiesen (§ 7 Abs. 4 StromNEV/GasNEV). Die Eigenkapitalverzinsung läuft der Zinsentwicklung am Finanzmarkt also nach. In den kommenden Regulierungsperioden wird sich das niedrige Zinsumfeld der letzten zehn Jahre daher

nachhaltig niederschlagen. Selbst wenn es zu einer Zinsanhebung an den Kapitalmärkten kommt, würde die Eigenkapitalverzinsung erst mit erheblicher Verzögerung nachziehen.

Energieversorger müssen deshalb praktikable Strategien entwickeln, um sich in diesem Marktumfeld mit langfristig niedrigem Margenniveau erfolgreich zu positionieren und den operativen Aufwand des Netzbetriebs systematisch zu senken. Wir präsentieren konkrete, unternehmerische Endspiel-Strategien. Künftig ist die Fähigkeit, die regulatorisch eingepreisten attraktiven Finanzierungsbedingungen auch tatsächlich zu realisieren, ein entscheidender Wettbewerbsvorteil. Der Spielraum wird dabei beschränkt durch die Finanzierungsstruktur und Bonität der Energieversorger.

Kommunale Haushalte bedroht: Kleine Energieversorger trifft es jetzt härter als die großen. Wir nennen die Zahlen.

Bisher sichern stabile Gewinne aus dem Netzbetrieb auch andere Aktivitäten von Stadtwerken bzw. kommunalen Energieversorgern. Wenn diese Gewinne nicht mehr wie gewohnt sprudeln und keine Gegenmaßnahmen eingeleitet werden, werden die Dividenden sinken. Gerade kommunale Eigner und Betreiber werden beim Ausgleich ihrer Haushalte erhebliche Probleme bekommen und ihre querfinanzierte kommunale Infrastruktur möglicherweise nicht länger in der gewohnten Weise finanzieren können.

Nicht die Netzbetreiber schütten heute Dividenden an die Kommunen aus, sondern deren Muttergesellschaften (soweit nicht identisch). Demnach analysieren wir hier die Auswirkungen der Zinsanpassungen im Netz auf die konsolidierten Jahresabschlüsse und Bilanzen dieser Regionalversorger und Stadtwerke. Dabei nehmen wir drei Perspektiven ein: → **C**

MANAGEMENT-PERSPEKTIVE: Hierfür betrachten wir die Auswirkungen der Zinsanpassung auf das künftige Rentabilitätsniveau. Eine Analyse des Return on Capital Employed (ROCE, die typische Management-Steuerungsgröße) zeigt, dass die Rentabilität für Regionalversorger und Stadtwerke mit konventioneller Erzeugung um durchschnittlich 0,8 Prozentpunkte auf

im Mittel 4,4% zurückgehen wird. Drastischer sind die Konsequenzen für Energieversorger ohne konventionelle Erzeugung, jedoch mit Netzbetrieb. Diese Unternehmen zeigen eine stärkere Abhängigkeit vom Profitpool Netz und müssen im Durchschnitt einen Rückgang von 1,4 Prozentpunkten bzw. 16% erwarten. Der erhöhte Verschuldungsgrad reduziert zudem den verbleibenden "financial headroom" signifikant.

BANKEN-PERSPEKTIVE: Aus Sicht der Fremdkapitalgeber werden sich Finanzstabilitätskennzahlen eintrüben und damit die Refinanzierung zu günstigen Konditionen belasten. Für Regionalversorger und Stadtwerke mit konventioneller Erzeugung ergibt sich eine Steigerung des Verschuldungsgrads (Netto-Finanzverbindlichkeiten/operativer Cashflow, approximiert durch EBITDA) um 26%. Noch stärker trifft es Versorger ohne konventionelle Erzeugung: Hier gehen wir von einem Anstieg des Verschuldungsgrads um im Mittel 38% aus.

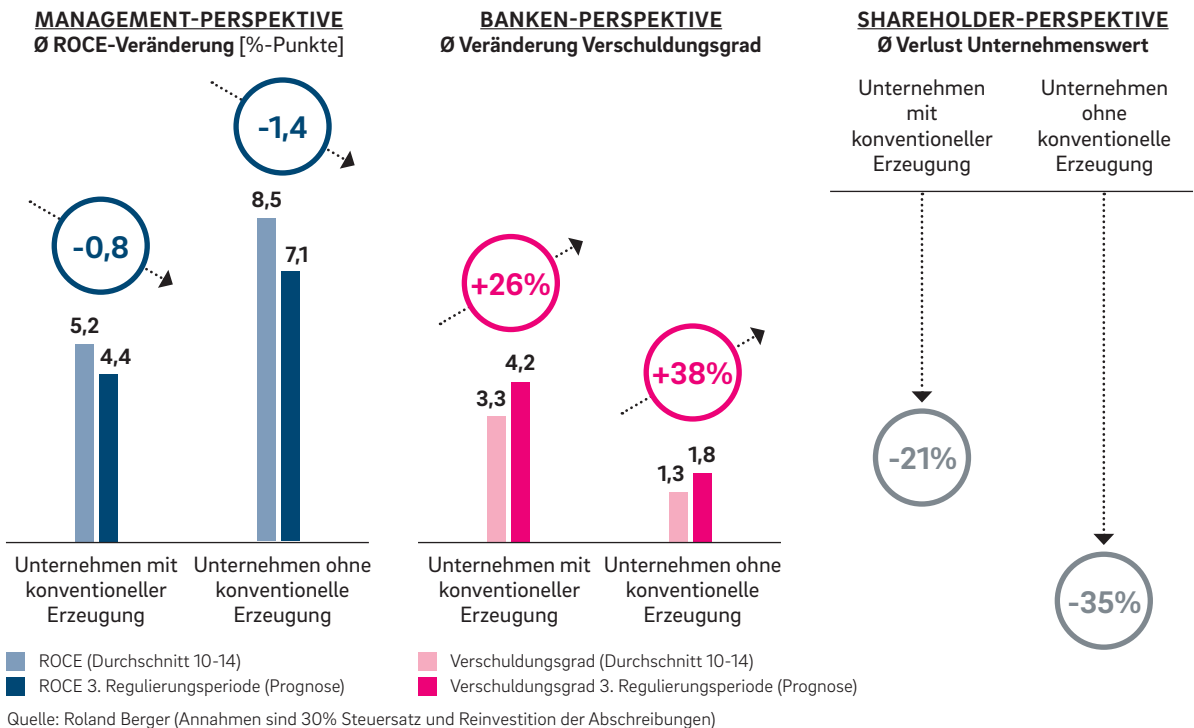
SHAREHOLDER-PERSPEKTIVE: Die Anpassung des Verzinsungsniveaus belastet langfristig die operativen Cashflows der Energieversorger mit Netzbetrieb – unter der Annahme einer nachhaltigen Verzinsung auf dem Niveau der 3. Regulierungsperiode lässt sich der Wertverlust der Muttergesellschaften von Netzbetreibern

C

AB 2019 WIRD DIE ZINSANPASSUNG AUCH DEN LETZTEN PROFITPOOL ANGREIFEN

Effekte der Zinsanpassung auf Rentabilität und Verschuldungsgrad der betrachteten Unternehmen.

Aus den Netzstrukturdaten der Unternehmen werden die Restbuchwerte der Netz-Assets sowie der Verzinsungsanspruch approximiert. Der Unternehmenswertverlust ist per DCF-Methode berechnet, ausgehend vom EBITDA 2014 jeweils in Summe über die beiden Gruppen, ohne und mit Berücksichtigung der Netzrendite-Anpassung. Wachstumsrate und WACC haben keinen Einfluss auf die relative Änderung des Unternehmenswertes.



mittels der DCF-Methode abschätzen. Dieser beträgt rund 35% für Regionalversorger und Stadwerke ohne bzw. 21% für solche mit konventioneller Erzeugung.

In Summe lässt sich feststellen:

> **Der Effekt der Zinsanpassung für kleinere und mittlere Energieversorger ohne konventionelle Erzeugung fällt stärker aus als für große Energieversorger mit konventioneller Erzeugung.** Im Vergleich zu Letzteren haben kleine und mittlere Energieversorger einen größeren Anteil der Sachinvestitionen in der Vergangenheit in den Netzen getätigt.

> Für die ohnehin stark verschuldeten größeren Regionalversorger und Stadwerke **mit konventioneller Erzeugung erhöht sich der Verschuldungsgrad aufgrund der Zinsanpassung auf ein bedenkliches Niveau.** Damit kann der isoliert betrachtet moderate Effekt eine Abwertung der Bonität des Gesamtunternehmens nach sich ziehen –

mit ggf. erheblichen negativen Konsequenzen für die Finanzierungsbedingungen der Muttergesellschaft.

Neben den direkten Konsequenzen der Zinsanpassung auf relevante Finanzkennzahlen der Energieversorger wird diese einen **Paradigmenwechsel in der Bewertung von Netzinvestitionen durch die finanzierende Konzernmutter auslösen.** Die Rentabilität von Netzinvestitionen lag in der Vergangenheit bei rund 6,5% (Annahme 40% Eigenkapital) und damit deutlich über dem Niveau etwa von Investitionen in Onshore-Windfarmen (5-6% Internal Return Rate). Nach der Zinsanpassung sinkt die Rentabilität von Investitionen in die Netze auf ca. 4,7% und damit auf ein mit anderen Investitionsoportunitäten vergleichbares Niveau. Dies wird es den Übertragungs- und Verteilnetzesellschaften erheblich schwerer machen, Investitionskapital zu mobilisieren.

Energieversorger müssen reagieren: Wie können sie sich im Endspiel Energienetze positionieren?

Das Margenniveau im Energienetz wird langfristig sinken, wir erwarten keine Anhebung in der 4. Regulierungsperiode. Im Gegenteil, wir gehen von einer weiteren Absenkung aus. Neben einer Reduktion des Margen-Niveaus erwarten wir perspektivisch ferner einen Rückgang der Durchleitungsmengen vor allem auf der Hoch- und Höchstspannungsebene in Regionen, in denen verstärkt dezentral Strom erzeugt und vor Ort verbraucht wird – der Ausgleich von Angebot und Nachfrage wird in diesen Regionen auf niedrigen Netzebenen stattfinden. Kurzfristig werden Netzbetreiber einen Volumenrückgang durch Anhebung der Netzentgelte kompensieren können. Steigende Netzentgelte werden jedoch den Trend zur Bildung nahezu autarker "Microgrids" wiederum verstärken. Dieser selbstverstärkende Effekt kann in den entsprechenden Regionen zu einer raschen Absenkung der Durchleitungsmengen führen – bei gleichbleibender Asset-Basis mit negativen Auswirkungen auf den regulatorischen Effizienzwert.

Damit geht dieser Markt jedoch in eine **neue Phase, das Endspiel**, über. Dabei wird sich der Druck auf die Netzbetreiber seitens der Shareholder erhöhen. Künftig müssen Netzbetreiber konzernintern verstärkt Investitionsbudgets rechtfertigen. Unter Umständen kann auch

eine Abstoßung des Netzgeschäfts in Summe zur Diskussion stehen (gerade vor dem Hintergrund der sich neu ordnenden Verhältnisse im Stromnetz im Zuge des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende).

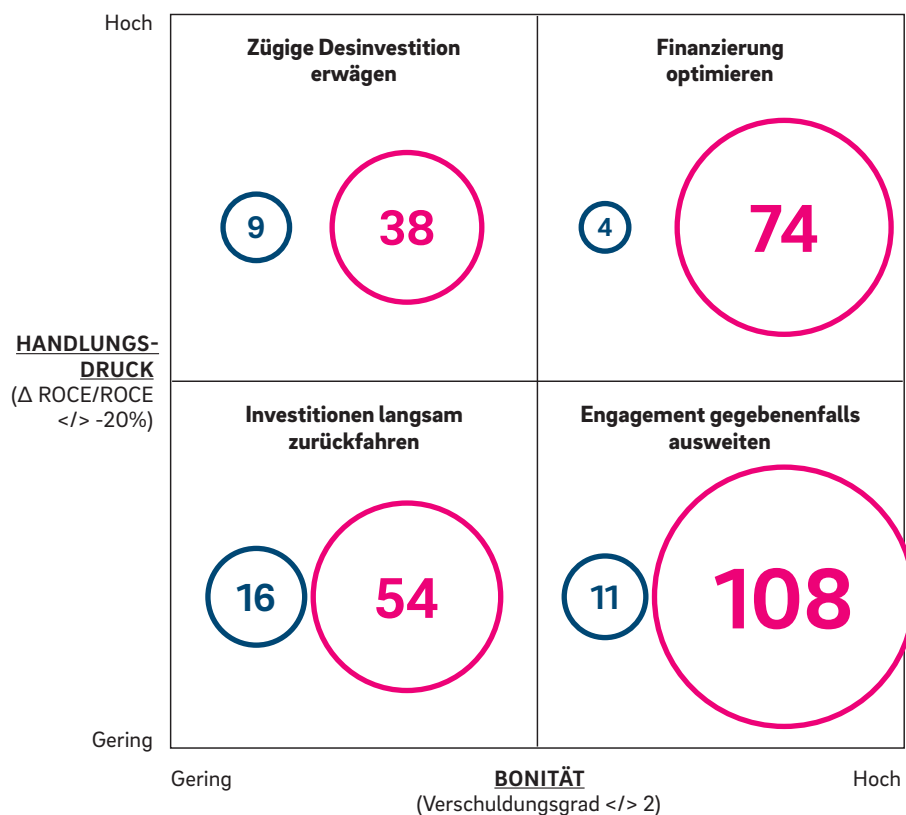
Auf der anderen Seite ergeben sich zusätzliche Chancen für diejenigen Akteure, die **operativ exzellent sind** und einen im Branchenvergleich geringen operativen Aufwand bzw. eine schlanke Personalstruktur aufweisen. Falls sich geplante Investitionen aufgrund des gesunkenen Verzinsungsniveaus nicht realisieren, können hierfür aufgebaute Kapazitäten zu einer nachhaltigen Belastung der Profitabilität führen.

Außerdem sind die Unternehmen im Vorteil, die die von der Bundesnetzagentur angenommenen **günstigen Finanzierungsbedingungen auch tatsächlich realisieren können**. Durch die Anpassung der Verzinsung von Netz-Assets reagiert der Regulator folgerichtig auf den aktuellen Niedrigststand der Leitzinsen. Unbeantwortet bleibt jedoch die Frage, ob typische Netzbetreiber in der Realität diese niedrigen Zinsen auch realisieren können. Dies hängt einerseits von der Finanzierungsstruktur der Netzbetreiber ab. Beziehen diese das notwendige Fremdkapital aus einem **konzernweiten Cash-Pool** (sogenanntes Eigenkapital II) kann das spezifisch

D

VIER STRATEGISCHE OPTIONEN

Wie Regionalversorger und Stadtwerke und ihre Shareholder am Markt agieren können.



Der Handlungsdruck wird hier entsprechend des prognostizierten Rückgangs des ROCE durch die Zinsanpassung in Relation zum Mittelwert der Jahre 2010-2014 bemessen. Zur Bewertung der Bonität des Unternehmens wird der Verschuldungsgrad in 2014 herangezogen.

HANDLUNGS-DRUCK
(Δ ROCE/ROCE \leq -20%)

○ # Regionalversorger und Stadtwerke mit konventioneller Erzeugung ○ # Regionalversorger und Stadtwerke ohne konventionelle Erzeugung

Quelle: Roland Berger

geringe Zinsniveau für Investitionen in Netz-Assets nicht realisiert werden. Andererseits hängen die Finanzierungskonditionen von der spezifischen **Bonität des Unternehmens** ab.

Um sich für ein Niedrigmargen-Geschäft im Netz fit zu machen, müssen Netzbetreiber demnach zunächst Maßnahmen ergreifen, um ihre operative Kostenbasis zu senken, sowie die Refinanzierung von Investitionen optimieren – eine **optimierte Finanzierungsstruktur ist der entscheidende Wettbewerbsfaktor im Energienetz der Zukunft**.

Netzbetreiber, die heute Investitionen über einen konzernweiten Cashpool refinanzieren, sollten prüfen,

inwiefern sich ein **Tausch von Eigenkapital II gegen Fremdkapital**, aufgenommen direkt auf die Netzgesellschaft, positiv auf die Finanzierungskosten auswirken kann. Dabei sind zwei Aspekte zu berücksichtigen:

> Es ist nicht davon auszugehen, dass die Fremdkapitalkosten zukünftig signifikant gegenüber dem heutigen Niveau sinken werden – eher wird der Basiszinsatz mittelfristig wieder steigen. Demnach sollte kurzfristig eine **Umschuldung vorgenommen werden**.

> Je nach Größe der Netzgesellschaft im Konzernverbund und der Bonität des Konzerns senkt der Stabilitätsanker Netz die heutigen Fremdkapitalkosten der Gesamtgesellschaft. Eine **separate Refinanzierung der**

Netzgesellschaft kann zu einer insgesamt verbesserten Finanzsituation des Konzerns führen. Falls nicht in der jüngeren Vergangenheit geschehen, sollte hier kurzfristig eine Neubewertung dieser Finanzierungsoption geprüft werden.

Welche **konkreten strategischen Aktivitäten** Energieversorger nun einleiten sollten, hängt einerseits vom Handlungsdruck und andererseits von den spezifischen Fremdkapitalkosten ab. Abbildung D zeigt eine Einteilung der betrachteten Energieversorger in vier strategische Gruppen entlang der Dimensionen Handlungsdruck (Veränderung des ROCE-Niveaus aufgrund der Zinsanpassung) und Bonität der Konzerngesellschaft (bewertet gemäß dem Verschuldungsgrad). → **D**

> **Zügige Desinvestition** sollten Unternehmen erwägen, welche einerseits stark von der Zinsanpassung betroffen sind und zum anderen die heute günstigen Finanzierungskonditionen nicht realisieren können. Nach einer systematischen Analyse sollten diese Unternehmen zeitnah handeln.

> **Leadership-Strategie: Finanzierung optimieren** – Unternehmen, die unter großem Handlungsdruck stehen, aufgrund der hohen Bonität jedoch eine günstige Finanzierung im Prinzip realisieren können, sollten prüfen, inwiefern alle Optimierungsoptionen ausgeschöpft sind. Falls bereits heute eine optimale Finanzierung vorliegt und die operativen Aufwände im Vergleich niedrig sind, sollten diese Akteure eine Ausweitung des Engagements im Netz in Erwägung ziehen (z.B. durch Akquisition von Netzgesellschaften; Leadership-Strategie).

> **Nischenstrategie: gezielte Ausweitung des Engagements** – Unternehmen, die heute aufgrund der im Verhältnis geringen bzw. moderaten Investitionen nicht unter akutem Handlungsdruck stehen, sollten eine Ausweitung des Engagements im Netz erwägen. Dabei sollte ein klarer Fokus gewählt werden (Fokus auf Netzgesellschaften mit hohen/geringen Investitionsaktivitäten etc.). Voraussetzung ist der Zugriff auf günstige Refinanzierungskonditionen als zentralem Wettbewerbsvorteil.

> **Harvest-Strategie bzw. langsame Desinvestition:** Unternehmen, welche aufgrund einer geringen Bonität keinen Zugriff auf günstiges Fremdkapital haben und heute nur in geringem Ausmaß in das Netz investiert sind, sollten perspektivisch Investitionen weiter zurückfahren und langfristig eine vollständige Desinvestition von Assets in Erwägung ziehen.

Diese strategischen Optionen stellen nur grobe Leitlinien dar und müssen systematisch im Einzelfall bewertet werden. **Eine Aktivität empfehlen wir jedoch uneingeschränkt:** Für alle Unternehmen gilt es, die jüngste Zinsanpassung systematisch zu bewerten und frühzeitig und konsequent auf die damit einhergehende Veränderung des Marktumfelds zu reagieren.

ZUKUNFT GEMEINSAM GESTALTEN

Die Analyse ist eindeutig: Die Entwicklung am Energiemarkt, insbesondere die Entwicklung der Netzrendite, zwingt die Energieversorger und ihre (kommunalen) Eigentümer zum Handeln. Denn durch die Zinsänderung verlieren ihre Unternehmen an Wert und ihre Dividenden sinken. Die quantitativen Analysen beziehen sich auf Regionalversorger und Stadtwerke mit eigenen Netzen. Mit Fokus auf diese Gruppe haben wir die unternehmerischen Optionen formuliert. Die Zinsanpassung gilt aber genauso für die Übertragungsnetzbetreiber, deren gesamtes Geschäftsmodell betroffen ist. Ebenfalls sind die großen vier Energieversorger betroffen, wenn auch bei ihnen wegen ihres höheren Engagements in der Erzeugung des Netzgeschäfts einen kleineren Teil am Gesamtgeschäft ausmacht. Auch sie müssen entlang der diskutierten Leitlinien ihre Strategien entwickeln. Abwarten ist dabei keine Option. Mit der dritten Regulierungsperiode wird ein unumkehrbarer Weg beschritten.

Jetzt sind die Shareholder gefordert. Sie müssen einen Strategiedialog mit den Unternehmensleitungen verlangen. Welche Perspektive erhoffen sich die Energiemanager, welche operativen Hebel können sie noch umlegen? Welche Effizienzreserven sehen sie? Wie lassen sich Synergien im kommunalen Querverbund ausbauen? Wie entwickelt sich die finanzielle Basis der Geschäfte? Gibt es neue Geldgeber, an die bisher niemand zu denken gewagt hat? Letzteres ist oft ein Tabuthema in kommunalen Parlamenten. Wir haben gezeigt, dass Unternehmen ihre Investitionen zurückfahren, ihr Engagement ausweiten, die totale Desinvestition erwägen oder die Finanzierung optimieren können. Allein auf weiter Flur zu agieren, wird immer schwieriger, der Fusionsdruck wird real. Es ist das erste Mal, dass es um mehr geht als um Risiken, die allein das Geschäftsmodell mit sich bringt. Die Zukunft des Energiesystems lässt sich nur gemeinsam gestalten. ♦

ÜBER UNS

Roland Berger, 1967 gegründet, ist die einzige der weltweit führenden Unternehmensberatungen mit europäischer Herkunft und deutschen Wurzeln. Mit rund 2.400 Mitarbeitern in 34 Ländern ist das Unternehmen in allen global wichtigen Märkten erfolgreich aktiv. Die 50 Büros von Roland Berger befinden sich an zentralen Wirtschaftsstandorten weltweit. Das Beratungsunternehmen ist eine unabhängige Partnerschaft im ausschließlichen Eigentum von rund 220 Partnern.

Boehm-Bezing Mayer & Cie., 1999 gegründet, ist führend in der Konzeption strategischer Investitionen und Finanzarchitekturen, vor allem für Unternehmen, öffentliche Institutionen und Kapitalgeber im Energie- und Infrastruktursektor. Wir haben umfassende Kenntnis von spezifischen Geschäftsmodellen sowie aktuellen Verwerfungen. Unser Führungsteam besteht aus Wirtschaftsingenieuren, Kapitalmarktexperten, Juristen und Steuerberatern.

WEITERFÜHRENDE LEKTÜRE



ENERGIEWENDE RELOADED! Das Megaprojekt neu denken

Die Energiewende ist komplexer als oft angenommen. Vieles muss gleichzeitig gelöst werden – vom Netzausbau bis zur Speicherproblematik. Wir kommen nach umfassender Analyse zu dem Ergebnis: Insgesamt 24 Faktoren entscheiden über das Gelingen der Energiewende. Wie wir die Faktoren ermittelt haben, wie diese sich gegenseitig beeinflussen und welche Schlussfolgerungen daraus für eine konsistente Reformagenda zu ziehen sind, lesen Sie in dieser Publikation.



ERFOLGREICH IN DER ENERGIEWENDE Effizienz-Benchmarking als Impulsgeber für Versorger und Stadtwerke

Die Krise der Energiebranche trifft immer stärker auch regionale Versorger und belastet ihre kommunalen Eigentümer. Geschäftsmodelle müssen radikal auf den Prüfstand. Auf die regionalen Energieversorger entfallen fast 30% des Branchenumsatzes in Deutschland. Für das Gelingen der Energiewende kommt es darauf an, dass sie erfolgreich am Markt bestehen. Es geht nicht mehr um das Ob einer unternehmerischen Neuausrichtung, sondern nur noch um das Wie.

Links & Likes

BESTELLEN UND HERUNTERLADEN
www.rolandberger.com

INFORMIERT BLEIBEN
www.twitter.com/RolandBerger

LIKEN UND TEILEN
www.facebook.com/RolandBergerGmbH



**ROLAND
BERGER
.COM**

Herausgeber

ROLAND BERGER GMBH

Sederanger 1

80538 München

Deutschland

+49 89 9230-0

IHRE FRAGEN BEANTWORTEN DIE AUTOREN GERNE:

DR. TORSTEN HENZELMANN

Partner und Leiter CEI

+49 89 9230-8185

torsten.henzelmann@rolandberger.com

DR. PAVLOS KLONARIS

Principal

pavlos.klonaris@rolandberger.com

DR. MARTIN BÖTTCHER

Project Manager

martin.boettcher@rolandberger.com

DR. CLEMENS NEUENHAHN

Project Manager

clemens.neuenhahn@rolandberger.com

DR. MAREK WEDE

Consultant

marek.wede@rolandberger.com

HOLGER MAYER

Geschäftsführer Boehm-Bezing Mayer & Cie. GmbH

+49 711 722-082 0

mayer@bbmctie.de

MATTHIAS KREBS

Geschäftsführer Boehm-Bezing Mayer & Cie. GmbH

Niederlassung Frankfurt

+49 69 3470-2890

krebs@bbmctie.de

Redaktion

THOMAS REINHOLD

thomas.reinhold@rolandberger.com

Die Angaben im Text sind unverbindlich und dienen lediglich zu Informationszwecken. Ohne spezifische professionelle Beratungsleistung sollten keine Handlungen aufgrund der bereitgestellten Informationen erfolgen. Haftungsansprüche gegen Roland Berger GmbH, die durch die Nutzung der in der Publikation enthaltenen Informationen entstanden sind, sind grundsätzlich ausgeschlossen.