



POSITIONSPAPIER ZUR ENERGIE- UND WÄRMEWENDE

FINANZIERUNG DER STROM- UND WÄRMEINFRASTRUKTUR



APRIL 2025

INHALTSVERZEICHNIS

A.	Hintergrund der Finanzierungsüberlegungen	4
I.	Herausforderungen der Energie- und Klimawende	4
II.	Anforderungen der Verbände an die Politik und die Regulierung	4
III.	Analyse der Ertragskraft von Energieversorgungsunternehmen zur Erfüllung der Renditeanforderungen	5
IV.	Geschäftsfeldbezogene Investitionsbedarfe	6
V.	Management Summary	9
B.	Finanzierungsfähigkeit von Energieversorgungsunternehmen	10
I.	Risikostruktur und Transparenz eines Energieversorgungsunternehmens	11
1)	Organisation nach Geschäftsmodellen	12
2)	Gesellschaftsrechtliche und steuerliche Struktur von Energieversorgungsunternehmen	13
II.	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen der Geschäftsmodelle und deren Gestaltung	14
1)	Gestaltung der Ertragskraft der Geschäftsmodelle	14
2)	Exitszenarien für den Kapitalgeber in den verschiedenen Geschäftsmodellen	21
III.	Anforderung an die Governance der Unternehmen (Berichterstattung, Risikomanagement, interne Kontrollsysteme, Nachhaltigkeit)	22
1)	Anforderungen an die Corporate Governance	22
2)	Ableitungen aus den Anforderungen	27

Verantwortlich

Thomas Straßer

Wirtschaftsprüfer, Steuerberater
Partner Becker Büttner Held,
Vorstand BBH AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Tobias Sengenberger

Wirtschaftsprüfer, Steuerberater
Partner Becker Büttner Held,
Vorstand BBH AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

A. HINTERGRUND DER FINANZIERUNGSÜBERLEGUNGEN

I. HERAUSFORDERUNGEN DER ENERGIE- UND KLIMAWENDE

Die Einhaltung der Nachhaltigkeits- und Klimaschutzziele stellt die Branche vor enorme Herausforderungen. Bis 2045 soll Deutschland klimaneutral sein und 80 % der Stromerzeugung soll aus erneuerbaren Energien kommen.¹ Für die Energieversorgung bedeutet dies eine zunehmende Elektrifizierung. Im Strombereich bedeutet dies, erneuerbare Stromerzeugung auszuweiten und viele Sektoren zu elektrifizieren. Die Folge für das Netz ist ein deutlich zu beschleunigender Stromnetzausbau, um den geplanten Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien aufzunehmen. Darüber hinaus ist die Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung und der Ausbau der Wasserstoffnetzinfrastruktur zu bewältigen.

In diesem Rahmen haben die Stadtwerke die Möglichkeit, den Transformationsprozess vor Ort, in der Region, zu organisieren und umzusetzen. Mit dieser hoch komplexen Aufgabe geht eine große gesellschaftsrechtliche Verantwortung einher, welche durch angemessene und verlässliche politische Rahmenbedingungen unterstützt werden muss. Das von strengen regulatorischen Vorgaben geprägte Marktumfeld erfordert neben der Gewährleistung der Daseinsvorsorge und des Verbraucherschutzes insbesondere eine wirtschaftliche Ausstattung, welche stabile Ertragslagen für die nachhaltige Bedienung des Kapitaldienstes zur Finanzierung der Energiewendemaßnahmen ermöglicht.

II. ANFORDERUNGEN DER VERBÄNDE AN DIE POLITIK UND DIE REGULIERUNG

Stadtwerke werden kurzfristig weit höhere Investitionen tätigen müssen, damit die Ziele der Energie- und Wärmewende zeitgerecht erreicht werden. Diese Volumina werden nicht wie in der Vergangenheit, über die Innenfinanzierungskraft und die Aufnahme von Fremdkapital (klassische Bankkredite) finanziert werden können. Die entsprechende Aufnahme von Fremdkapital wird mit bankenüblichem Eigenkapital hinterlegt werden müssen, welches entweder durch den Gesellschafter zur Verfügung gestellt wird oder am Kapitalmarkt akquiriert werden muss. Dabei ist es entscheidend, den passenden Mix aus verschiedenen Instrumenten für die individuellen und regionalen Gegebenheiten zu strukturieren.

Verbände wie der VKU, BDEW und der Bankenverband fordern ein Investitionsklima, gestützt durch eine breite Unterstützung und Beteiligung von Politik und Gesellschaft, das die Akzeptanz von Investitionen in die Transformation stärkt, um das Tempo der Energiewende weiter zu beschleunigen. Dafür ist es notwendig, dass zukünftig insbesondere privates Kapital für die Energiewende mobilisiert wird. Demnach soll die Energiepolitik einen Investitionsrahmen für wirtschaftlich attraktive Energiewendeprojekte ermöglichen.

Hierzu werden insbesondere gezielte Maßnahmen zur Eigenkapitalstärkung, eine Anpassung des regulatorischen Rahmens, ein Energiewende-Fonds, die Förderung von Bürgerbeteiligungen, der konsequente Abbau von Bürokratie, ein einfacherer Zugang zu Fördermitteln sowie Garantien von Bund und Ländern für kreditfinanzierte Transformationsprojekte gefordert.

III. ANALYSE DER ERTRAGSKRAFT VON ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN ZUR ERFÜLLUNG DER RENDITEANFORDERUNGEN

Die mit der Energiewende einhergehenden Kapitalbedarfe werden jedoch nur finanziert werden können, wenn die jeweiligen Unternehmen stabile Ertragslagen nachweisen können. Die Geschäftsbereiche der Energieversorgung und damit auch die potenzielle Ertragskraft von Stadtwerken bzw. die Möglichkeiten, Renditeanforderungen von Investoren zu erfüllen, sind daher stark durch regulatorische Vorgaben beeinflusst. Insbesondere die Ertragskraft im Geschäftsmodell Netzwirtschaft, aus welchem ein erheblicher Anteil der notwendigen Investitionen resultiert, ist durch einen engen Regulierungsrahmen bezüglich der Eigenkapitalverzinsung limitiert. Daneben wird der Gesamtertrag von vielen Stadtwerken durch Verlustbereiche wie den Bäderbetrieb und den ÖPNV belastet. Der Ausstieg aus der fossilen Energie- und Wärmeversorgung wirft gleichzeitig Fragen über die Zukunft der Gasnetze und der auf Gas basierenden Wärmeerzeugung auf, aus welchen im Moment der maßgebliche Teil der Ertragskraft eines regionalen Energieversorgers resultiert. Abschließend sind die massiven Investitionen in ein technologieunabhängiges und zukunftsfähiges Wärmeversorgungssystem anzuführen, bezüglich welchem die kartellrechtliche Überwachung den Verbraucherschutz höher wertet, als die Stabilisierung der Ertragskraft zur Absicherung des für die Finanzierung notwendigen Kapitaldienstes.

Die große Herausforderung der Transformation bezieht sich demnach nicht allein auf die Fragestellung, wie die Maßnahmen im Rahmen der Energiewende finanziert werden können. Vielmehr muss die Frage nach der Absicherung der Ertragskraft der Stadtwerke in den Vordergrund treten, um damit die Voraussetzung für die Renditeanforderungen des Kapitalmarktes und die Bedienung der Kapitaldienste sicherzustellen. Dies erfordert zum einen die Anpassung des regulatorischen Rahmens. Zum anderen bedarf es der Fokussierung der Gesellschafter und Unternehmensleitungen auf die Einleitung entsprechender Maßnahmen. Hierbei ist es wichtig, aus den Erfahrungen der Vergangenheit zu lernen. So wurden in der Vergangenheit beispielsweise der Aufbau von Erzeugungsanlagen (z.B. Windkraft) durch träge Entscheidungsprozesse, langwierige und bürokratische Genehmigungsverfahren sowie interne Abstimmungsprozesse verzögert. Projektverzögerungen führen zu steigenden Kosten, wodurch Investitionen in die Energiewende aus Kapitalgebersicht unattraktiver werden, während andere Investitionsmöglichkeiten (außerhalb der Transformation) allein durch eine effizientere und schnellere Umsetzung an Wettbewerbsfähigkeit gewinnen.

¹ Vgl. BDEW/EY: Fortschrittsmonitor 2024 Energiewende, verfügbar Online.

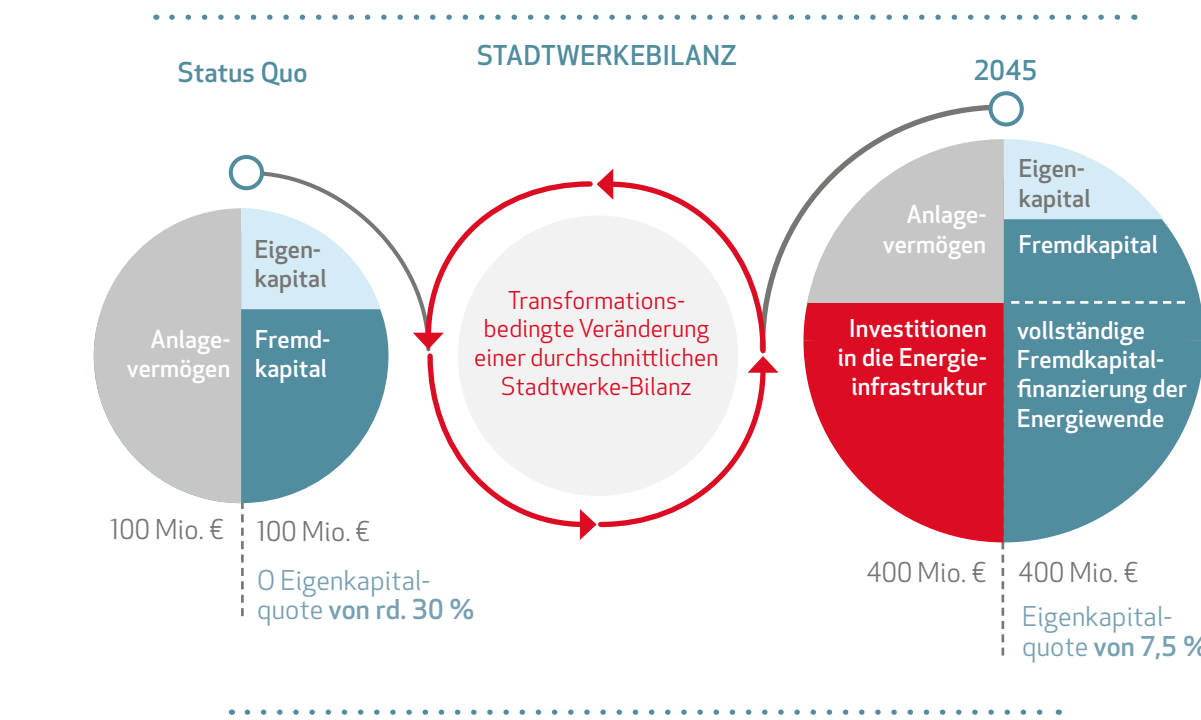
IV. GESCHÄFTSFELDBEZOGENE INVESTITIONSBEDARFE

Das erforderliche Investitionsvolumen wird sich von 700 Milliarden Euro bis 2030 auf schätzungsweise 1,4 Billionen Euro bis 2045 verdoppeln.

Insgesamt werden bis 2035 rund 1.000 Milliarden Euro benötigt, um die Energiewende in Deutschland zu finanzieren – eine immense Herausforderung für das Land und den Energiesektor. Der größte Teil der Investitionen entfällt dabei auf die Stromerzeugung. Etwa 570 Milliarden Euro werden für den Ausbau sowohl erneuerbarer Energien als auch konventioneller Erzeugungsanlagen benötigt. Dazu zählen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Gaskraftwerke, Windenergie, Photovoltaik, Biomasse sowie Wasserstoff- und Methankraftwerke².

Einen wesentlichen Anteil der Investitionen von etwa 250 Milliarden Euro wird in die Stromnetzinfrastruktur fließen. Zusätzlich werden rund 180 Milliarden Euro für den Betrieb und die Erweiterung von Fernwärmesystemen, grünen Gasen, Energiespeichern und Wasserstoff-Kernetzen veranschlagt.

Eine BBH-Analyse hat gezeigt, dass ein mittelgroßes Stadtwerk rund 400 bis 500 Millionen Euro investieren muss. Der prognostizierte Finanzierungsbedarf ist damit so groß, dass gängige Finanzierungsinstrumente, wie beispielsweise Thesaurierung und Darlehensaufnahmen, nicht mehr ausreichen, um das notwendige Investitionsvolumen zu finanzieren und eine stabile Kapitalstruktur zu erhalten.



2 Vgl. BDEW/EY: Fortschrittsmonitor 2024 Energiewende, verfügbar Online.

Eine vereinfachte Darstellung macht deutlich, dass ohne eine Stärkung der Eigenkapitalausstattung, aufgrund der instabilen Kapitalstruktur und des zu geringen Haftungskapitals, allein aus bankenrechtlicher Sicht kein Fremdkapital für die anstehenden Transformationsinvestitionen zur Verfügung stehen wird. In dem dargestellten Beispiel ist bis zum Jahr 2045 eine Eigenkapitalerhöhung von rund 90 Millionen Euro notwendig, um eine stabile Kapitalstruktur sicherzustellen. Die in der Regel kommunal geprägten Gesellschafterstrukturen werden aufgrund der eigenen angeschlagenen Finanzsituation weitestgehend nicht in der Lage sein, dieses enorme Volumen bereitzustellen.

BEISPIELHAFTE ENTWICKLUNG DES KAPITALDIENSTBEDARFS

Status Quo			2045		
Kapitalstruktur	Kapitaldienst	Renditeforderungen der Kapitalgeber	Kapitalstruktur	Kapitaldienst	
30 Mio. €	3,6 Mio. €		120 Mio. €	14,4 Mio. €	
70 Mio. €	2,8 Mio. €		280 Mio. €	11,2 Mio. €	
100 Mio. €	6,4 Mio. €		400 Mio. €	25,6 Mio. €	
		Eigenkapital 12%			
		Fremdkapital 4%			
		Bilanzsumme			

Eine Fortsetzung des Beispiels soll zeigen, wie sich der zukünftige Kapitaldienst, den ein mittelgroßes Stadtwerk aufbringen muss, bei unveränderten Renditeforderungen der Kapitalgeber und einer konstanten Kapitalstruktur entwickeln könnte. Tendenziell wird der Kapitaldienst mit zunehmenden Verbindlichkeiten auch relativ in Form von höheren Finanzierungskosten ansteigen.

Es wird entscheidend sein, ob die zukünftige Ertragskraft der Stadtwerke ausreichen wird, um die Renditeforderungen der Kapitalgeber zu bedienen. Hierbei wird es auch darauf ankommen, wie sich die Gesamtstrategie und die einzelnen Geschäftsmodelle entwickeln werden.

Die beispielhafte Verteilung der Ertragskraft für ein mittelgroßes Stadtwerk (rund 140 Mitarbeitende), das in den klassischen Geschäftsbereichen Strom, Gas, Wärme und Wasser tätig ist und daneben den kommunalen Bädertrieb und den lokalen ÖPNV übernimmt, soll veranschaulichen, wo die Risiken für die Ertragskraft der einzelnen Geschäftsfelder liegen.



BEISPIELHAFTE VERTEILUNG DER ERTRAGSKRAFT NACH SPARTEN

	Ertragskraft	Ertragskrafttrisiken
Stromversorgung*	40%	Regulatorisch niedrige und nicht beeinflussbare Renditen im Stromnetz bei einem sehr hohen Investitionsvolumen.
Gasversorgung*	25%	Rückläufige Ertragskraft in der Gasversorgung muss kompensiert werden.
Wärme	20%	In der Wärmepreiskalkulation ist zwar eine angemessene Kapitalverzinsung möglich, aber eine zukünftige Kostenentwicklung kann nur indirekt (Preisanpassungsklauseln) weitergegeben werden bei einem sehr hohen Investitionsvolumen.
Wasser	15%	In der Wasserpreiskalkulation ist zwar eine angemessene Kapitalverzinsung möglich, aber eine zukünftige Kostenentwicklung kann nur schwierig (Politischer Wille) weitergegeben werden bei einem sehr hohen Investitionsvolumen.
Bäder**	0%	Der Bäderbetrieb ist tendenziell ein Verlustbereich, der mit Gewinnen aus ertragsstarken Sparten refinanziert werden muss.
ÖPNV**	0%	Der lokale ÖPNV ist tendenziell ein Verlustbereich, der mit Gewinnen aus ertragsstarken Sparten refinanziert werden muss.
Gesamt	100%	Querverbundunternehmen mit Ergebnisabführungsverträgen, unterschiedlichen Geschäftsmodellen und Ertragsaussichten.

* Netz und Vertrieb
** i.d.R. negativer Ertragsbeitrag

Zur Finanzierung des anstehenden Investitionsvolumens werden Stadtwerke ihre Unternehmens- und Konzernstrukturen anpassen müssen. Aus Sicht der Kapitalgeber ist insbesondere die Mischung der unterschiedlichen Geschäftsmodelle in einer Gesellschaft sowie die Gewinnabführungs- und Verlustausgleichverpflichtungen ein Hindernis, zu investieren: eine Restrukturierung der Unternehmensorganisation und eine gesellschaftsrechtliche Neuordnung der Geschäftsmodelle zur Stärkung der Ertragskraft, um die Renditeanforderungen der Investoren zu erfüllen.

Neben der Betrachtung privater Kapitalgeber sollte immer auch eine Abwägung gegenüber den Finanzierungsmöglichkeiten der öffentlichen Hand bzw. durch die Kommune als Gesellschafter erfolgen. Dies hat insbesondere vor dem Hintergrund der kommunalrechtlichen Rahmenbedingungen, beispielsweise dem Haushaltsrecht und der sogenannte „Schuldenbremse“ sowie der Rechtsform zu erfolgen.

Die Finanzierung der Energiewende erfordert ein enormes Liquiditätsvolumen, das über den Kapitalmarkt beschafft werden könnte. Die Liquiditätsbeschaffung über den Kapitalmarkt ist jedoch insbesondere für kleine und mittlere Stadtwerke mit großen administrativen Hürden, personellen Kapazitäten und Kosten verbunden.

Am Ende wird die Finanzierung der Energiewende in der Region auf kommunaler Ebene umgesetzt werden. Deshalb ist es notwendig, sich auch mit der Frage zu beschäftigen, welche kommunalrechtlichen Optionen für alternative Finanzierungsformen bestehen und wie eine Finanzierung auch aus Sicht der Kommune als Gesellschafter wirtschaftlich optimiert werden kann. Beispielsweise könnten Kommunalkredite (sofern rechtlich und wirtschaftlich darstellbar) mit geringeren Finanzierungskosten als eine Kapitalbeschaffung am Kapitalmarkt genutzt werden, um den Stadtwerken wirtschaftliches Eigenkapital zu Verfügung zu stellen und Liquiditätsrückflüsse in die Haushalte zu optimieren.

V. MANAGEMENT SUMMARY

Ertragskraft vor Finanzierung

Das momentane Bild der Stadtwerklandschaft suggeriert eine krisengeschwächte, aber feste Ertragskraft. Im Detail ist jedoch zu sehen, dass ein wichtiger Bestandteil der Ertragskraft aus einem auslaufenden Geschäftsfeld, der Gasversorgung, kommt, der langfristig kompensiert werden muss. Daneben ist die Ertragskraft von Stadtwerken durch starke regulatorische und sehr komplexe Regelungen limitiert, während ertragsstarke Sparten kommunale Verlustgeschäfte refinanzieren müssen.

Ein Blick auf die Kapitalstruktur zeigt, dass die Eigenkapitalquoten auf einem stabilen Niveau – im Status Quo – sind. Infolge der Transformationsfinanzierungen wird es jedoch zu großen Verwerfungen der Kapitalstrukturen kommen, wenn keine Stärkung der Eigenkapitalbasis erfolgt. Fraglich ist nur, wo das Eigenkapital herkommen sollen. Die überwiegend kommunalen Gesellschafter haben typischerweise nicht die entsprechenden Mittel, um die notwendigen Einlagen zu leisten.

Fazit Risikostruktur

Kommunale Energieversorger übernehmen neben der Energieversorgung eine Reihe von Aufgaben der kommunalen Daseinsvorsorge. Im Mittelpunkt der Energiewende stehen die kapitalintensiven Geschäftsmodelle Stromnetze und Wärmeversorgung. Im Bereich Stromnetze wird die Verzinsung des Eigenkapitals durch stabile und planbare Cashflows verdient. In der Wärmeversorgung gibt es derzeit keine Regulierung, wodurch die Planbarkeit von Cashflows geringer ist. Die Rendite orientiert sich dabei am jeweiligen Reifegrad der Wärmeversorgung.

Daneben dienen erwirtschaftete Gewinne der Finanzierung von Aufgaben der öffentlichen Daseinsvorsorge und dem Ausgleich von defizitären Geschäftsfeldern (steuerlicher

Querverbund und Ergebnisabführungsverträge). Die Organisation der Stadtwerkekonzerne ist dabei sehr vielfältig. Um als kommunaler Energieversorger für externes Kapital investitionsfähig zu werden, muss jedoch eine transparente gesellschaftsrechtliche Organisation vorliegen.

Fazit Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingen sind komplex. Regulatorisch bestimmte Kapitalverzinsungen entsprechen nicht den geforderten Renditen am Kapitalmarkt. Für die Einordnung ist jedoch auch wichtig zu berücksichtigen, dass die Refinanzierung von Investitionen und Kapitalkosten in der regulierten Netzwirtschaft einem geringeren Risiko unterliegen, da diese absatzunabhängig über die Netzentgelte verdient werden können. Nichtsdestotrotz fordern Kapitalgeber auch bei Stromnetzinvestitionen wettbewerbsfähige Renditen. Diese sind in anderen Infrastrukturprojekten mit einer kostenbasierten Preiskalkulation, beispielsweise im Bereich der Wärme, zwar im Basispreis berücksichtigungsfähig, aber zukünftige Kostenentwicklungen können nur indirekt bzw. mit hohen Hürden weitergegeben werden. Aus Sicht der Kapitalgeber ist es neben der Rendite entscheidend, ob sie ein Geschäftsmodell verstehen (Komplexitätsreduzierung) und dass die Vorgaben zur Entgeltkontrolle einen verlässlichen rechtlichen Rahmen darstellen.

Fazit Governance

Die Ausgestaltung von Managementsystemen und die Einhaltung von Corporate Governance-Vorgaben weisen bei kleinen und mittleren Stadtwerken erhebliche Defizite auf. Unternehmen, die sich über den Kapitalmarkt refinanzieren, können sich solche Mängel in der Leitungs- und Überwachungsstruktur nicht leisten. Die energiewirtschaftlichen Prozesse stellen ohnehin schon eine erhöhte Komplexität und dementsprechend umfangreiche Anforderungen an die Ausgestaltung von Managementsystemen. Diese werden durch den Transformationsprozess vermutlich noch verstärkt. Stadtwerke aller Größen sind angehalten, möglichst zeitnah entsprechende Systeme zu implementieren, damit die Finanzierung der Energiewende nicht an der fehlenden Kapitalmarktfähigkeit der Unternehmen scheitert.

B. FINANZIERUNGSFÄHIGKEIT VON ENERGIEVERSORGUNGS-UNTERNEHMEN

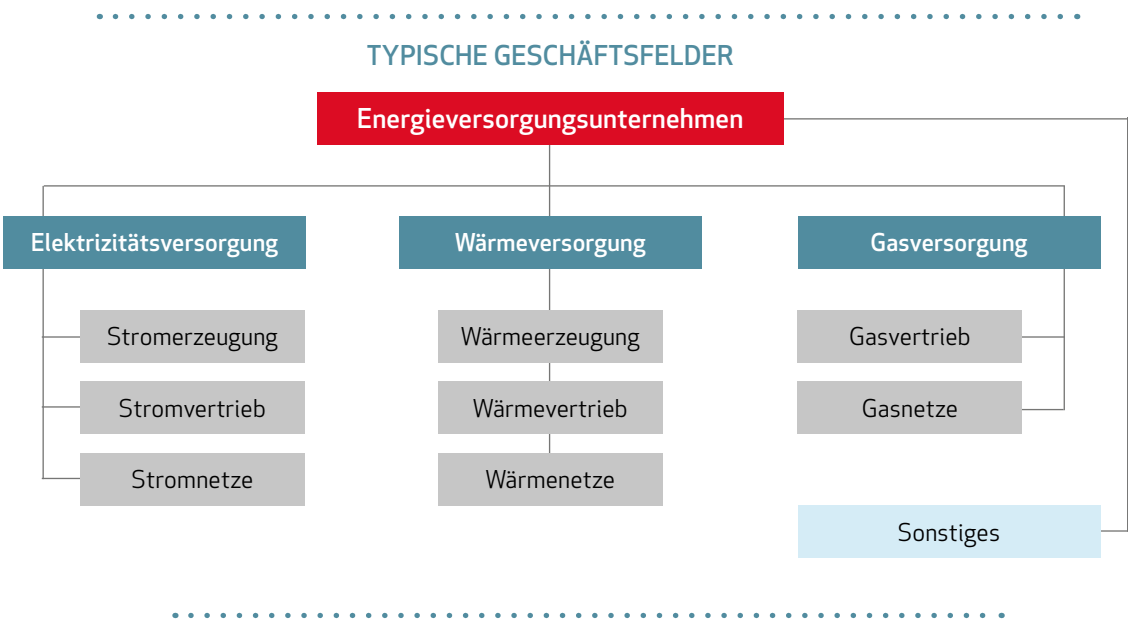
Kommunale Energieversorger sind regelmäßig in sogenannte Stadtwerkekonzerne eingegliedert. Diese Stadtwerkekonzerne betreiben neben der Energieversorgung eine Reihe weiterer Geschäftsfelder aus dem Umfeld der kommunalen Daseinsvorsorge. Es handelt sich dabei insbesondere um den öffentlichen Personennahverkehr und um den Betrieb von Schwimmbädern. Beide Geschäftsfelder sind meist defizitär und werden von den Energieversorgungsunternehmen im Rahmen des steuerlichen

Querverbunds finanziert. Die Organisation der Stadtwerkekonzerne ist sehr vielfältig. Häufig sind die Geschäftsbereiche in eigenständigen Kapitalgesellschaften unter einer Holding organisiert und mit Ergebnisabführungsverträgen an die Holding angebunden. Es gibt aber auch eine Reihe von Stadtwerken, die sämtliche Geschäftsbereiche in einer Gesellschaft führt.

I. RISIKOSTRUKTUR UND TRANSPARENZ EINES ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMENS

Damit kommunale Energieversorger für externes Kapital investitionsfähig werden, müssen diese klare Geschäftsmodelle aufweisen. Dies kann nur durch eine transparente gesellschaftsrechtliche Organisation erreicht werden. Gerade Stadtwerke werden die Energieversorgung in eigenständigen Kapitalgesellschaften organisieren müssen, welche keine Geschäftsbereiche enthalten dürfen, die sich mit den übrigen Aufgaben der Daseinsvorsorge (ÖPNV, Schwimmbäder, Wasserversorgung usw.) beschäftigen.

Darüber hinaus sollten Energieversorgungsunternehmen ihre Tätigkeiten aufteilen, um die Risikostrukturen der jeweiligen Geschäftsbereiche transparent zu machen. Die wesentlichen Tätigkeiten eines Energieversorgers gliedern sich in die Hauptgruppen Elektrizitätsversorgung, Wärmeversorgung und Gasversorgung. Bei jeder Hauptgruppe sind weitere Geschäftsfelder zu unterscheiden, die sich durch unterschiedliche Risikostrukturen auszeichnen:



Durch die Energiewende sind erhebliche Investitionen in die Stromnetze, in die Stromerzeugung, in die Wärmenetze und in die Wärmeerzeugung notwendig. Im Geschäftsfeld Gasversorgung wird in den nächsten Jahren nur noch in geringem Umfang investiert werden, es ist insgesamt mit einer erheblichen Deinvestition zu rechnen.

1. Organisation nach Geschäftsmodellen

Im Mittelpunkt der durch die Energiewende ausgelösten erheblichen Investitionen stehen die Stromnetze und die Wärmeversorgung.

a) Stromnetz

Die Stromnetze werden durch die Bundesnetzagentur reguliert. Durch die Regulierung ist sichergestellt, dass die Stromnetzbetreiber grundsätzlich, soweit sie einen Effizienzwert von 100 % aufweisen, die aufgewendeten Kosten zuzüglich einer Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals erhalten. Die Verzinsung des Eigenkapitals wird unter Berücksichtigung des spezifischen Risikos ebenfalls durch die Bundesnetzagentur festgelegt. Dies führt zu stabilen und planbaren Cashflows.

Mit diesen Investitionen werden die bestehenden Verteilnetze ausgebaut und an die Erfordernisse der Energiewende und des dadurch ausgelösten, deutlich erhöhten Strombedarfs angepasst. Der heute schon bestehende Cashflow wird sich durch die anstehenden Investitionen deutlich erhöhen und steht für Investoren zur Verfügung.

Um die Stromnetze für Investoren zu öffnen, müssen gerade bei Verteilnetzbetreibern verschiedene Voraussetzungen erfüllt werden. Die Stromnetze sollten aus Transparenzgründen in eigenständigen Gesellschaften geführt werden, damit einerseits die Risikoprofile für eine Investition klar erkennbar sind und andererseits die Verwendung des zugeführten Kapitals sichergestellt wird. Zudem muss der erwirtschaftete Cashflow den Eigen- und Fremdkapitalgebern vorrangig zur Verfügung stehen und sollte nicht für die Quersubventionierung anderer Geschäftsbereiche verwendet werden.

b) Wärmenetz (mit oder ohne Erzeugung)

Die Wärmeversorgung wird künftig durch Nah- und Fernwärmesysteme überall dort sichergestellt werden müssen, wo heute eine Gasversorgung besteht und eine strombasierte Wärmeversorgung aus technischen Gründen ausscheidet. Es kann daher gerade bei der Wärmeversorgung von grundsätzlich drei Szenarien ausgegangen werden. Alle drei Szenarien unterscheiden sich erheblich durch die Cashflows und durch die zuzuordnenden Risiken.

In die Risikoklasse I fallen Versorger, die über eine umfangreiche Fernwärmeversorgung verfügen und eine langjährige Erfahrung mit dem Betrieb dieser Anlagen haben. Der Kapitalbedarf für diese Versorger ergibt sich aus der Verdichtung der bestehenden Netze und aus dem Ersatz der heute bestehenden Wärmeerzeugungsanlagen durch moderne Anlagen auf Basis von erneuerbarem Energieeinsatz. Solche Versorger verfügen über einen stabilen Cashflow und über bestehende Kundenbeziehungen und bauen aus Sicht eines Investors ihr bestehendes Geschäft aus.

Die Risikoklasse II besteht aus Versorgungsunternehmen, die schon über bestehende Wärmeinfrastrukturen verfügen, diese aber aufgrund der kommunalen Wärmeplanung deutlich ausbauen müssen. Zudem müssen neue Erzeugungsanlagen aufgebaut und integriert werden. Bei diesen Wärmeversorgern besteht seit Jahren Erfahrung mit dem Betrieb solcher Anlagen. Aus dem schon bestehenden Wärmenetz sind Kunden vorhanden; durch den deutlichen Ausbau der Versorgungs-

infrastruktur müssen aber neue Kunden gewonnen werden. Bei diesen Unternehmen wird sich der notwendige Cashflow für den Kaptaldienst erst langsam über mehrere Jahre aufbauen. Ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen ist nicht von Beginn an gegeben. Eigenkapitalinvestitionen in solche Unternehmen erfordern neben zusätzlichen Risikozuschlägen auch spezielle Ausgestaltungen der Eigenkapitalfinanzierungen, um dem erst später zu erwartenden Cashflow aus der Wärmeversorgung gerecht zu werden.

In die Risikoklasse III fallen insbesondere Gasversorger, die durch die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung künftig gezwungen sind, ihre Versorgungsgebiete zumindest teilweise auf Fernwärme umzubauen. Diese Versorger müssen eine Fernwärmeversorgung komplett neu aufbauen und können auf keine oder nur geringe Strukturen zurückgreifen. Zudem steht die neue Fernwärmeversorgung für eine Übergangszeit im Wettbewerb mit der bestehenden Gasversorgung. Für diese Versorger muss ein staatliches Zuschusssystem entwickelt werden, das einerseits den Wärmekunden bezahlbare Wärmepreise und andererseits den Kapitalinvestoren marktgerechte Renditen ermöglicht. Ein reiner Investitionszuschuss ist für diese Gruppe von Unternehmen nicht ausreichend, da sich die Wirtschaftlichkeitslücke regelmäßig auf weit über 60 % belaufen dürfte. Eine Bepreisung des Risikos ist erst möglich, wenn die Förderbedingungen sowohl für die zu tätigenen Investitionen als auch für den Hochlauf (Betrieb) einer solchen Wärmeversorgung absehbar sind.

Dabei werden sich die Zinssätze für Eigenkapital und Fremdkapital am jeweiligen Reifegrad der Wärmeversorgung orientieren. Zudem kommt hinzu, dass es derzeit keine Regulierung der Wärmeversorgung gibt und damit die Planbarkeit solcher Versorgungsprojekte zusätzlich erschwert wird. Darüber hinaus beschränkt der in der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) hinterlegte Verbraucherschutzgedanke verlässliche Renditen über die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer der Wärmeversorgungsanlagen.

Aufgrund der Komplexität der Wärmeversorgung kann davon ausgegangen werden, dass solche Geschäftsbereiche in Gesellschaften ausgegliedert werden, um eine eigenständige Finanzierung durch Investoren zu ermöglichen.

2. Gesellschaftsrechtliche und steuerliche Struktur von Energieversorgungsunternehmen

Kommunale Energieversorgungsunternehmen sind regelmäßig in einen steuerlichen Querverbund eingebunden. Die erwirtschafteten Gewinne dieser Unternehmen dienen somit der Finanzierung von Aufgaben der öffentlichen Daseinsvorsorge und werden mit Verlusten aus den Geschäftsfeldern öffentlicher Personennahverkehr und öffentliche Schwimmbäder verrechnet. Dies geschieht meist auf Ebene der Obergesellschaft (Holding). Die jeweiligen Geschäftsbereiche (Energieversorgung, Verkehr und Schwimmbäder), die in eigenständigen Gesellschaften organisiert werden, sind durch Ergebnisabführungsverträge angebunden, sodass eine Verrechnung der nicht versteuerten Gewinne mit den Verlusten ermöglicht und erst dann ein noch bestehender Gewinn versteuert wird. Der steuerliche Effekt, der durch den Gesetzgeber ausdrücklich so gewollt ist, ist erheblich.

Dieser steuerliche Querverbund muss durch eine Neuordnung der Energieversorgungsaufgaben bzw. durch eine Einbeziehung von privatem Kapital in die Finanzierung der Energiewendeaufgaben erhalten bleiben. Durch einen intelligenten Einsatz der Eigenkapitalinstrumente kann dies ohne Weiteres erreicht werden. Dabei können auch die Interessen der Investoren ausreichend berücksichtigt werden, ohne dass es zu Risikoaufschlägen kommen muss. Die Ausgliederung der zu finanzierenden Geschäftsbereiche, Stromnetze und Wärmeversorgungsnetze in eigenständige Gesellschaften dient dazu, die Transparenz- und Risikoerfordernisse der Investoren zu berücksichtigen und den notwendigen Erhalt des steuerlichen Querverbunds sicherzustellen.

II. WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN DER GESCHÄFTSMODELLE UND DEREN GESTALTUNG

Die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle bzw. die Umsetzung von Transformationsprojekten werden erheblich durch die rasant zunehmenden und sich stetig verändernden Herausforderungen³ der Energiewende beeinflusst. Die zunehmende Komplexität der Transformation wirkt dabei auch auf die ökonomischen Rahmenbedingungen. Insbesondere die Einwerbung des notwendigen Finanzierungsvolumens wird für die Umsetzung der notwendigen Transformationsprojekte von entscheidender Bedeutung sein. Eine große Herausforderung ist dabei, dass aus Bankensicht viele Energieversorger zunehmend ein kritisches Verhältnis von Ertragskraft und Verschuldungsgrad aufweisen. Es sind Rahmenbedingungen für Investitionen zu schaffen, die die Finanzierung der Energiewende für Kapitalgeber attraktiv gestalten.

1. Gestaltung der Ertragskraft der Geschäftsmodelle

In einer marktwirtschaftlichen Wirtschaftsordnung sorgt ein wettbewerbles Umfeld dafür, dass sich am Markt langfristig nur Wettbewerber behaupten, die ein rentables Geschäftsmodell betreiben und die Renditeanforderungen der Kapitalgeber erfüllen. Der Wettbewerb führt (in der Theorie) zu einer optimalen Kapitalallokation. Investitionsvorhaben stehen folglich in einem Wettbewerb mit anderen Investitionsmöglichkeiten. Damit Kapitalgeber die notwendige Liquidität zur Verfügung stellen, muss das Chancen-Risiko-Profil bzw. die prognostizierte Ertragskraft den Erwartungswert des Kapitalmarktes erfüllen und gegenüber alternativen Projekten ein attraktives Investment darstellen.

a) Netzentgeltregulierung

Während der Wettbewerb in Geschäftsmodellen wie der Energieerzeugung und dem Energiehandel⁴ funktioniert, sind in Geschäftsmodellen mit sogenannten natürlichen Monopolen, wie der Netzinfrastruktur, regulatorische Eingriffe notwendig, um Monopolgewinne zu vermeiden und trotzdem einen kosteneffizienten Netzbetrieb zu ermöglichen. Im Rahmen der Anreizregulierung wird Netzbetreibern eine Eigenkapitalverzinsung auf der Basis einer individuellen Verzinsungsbasis und allgemein gültigen Zinssätzen für das Eigenkapital zugestanden.

Kapitalgeber erwarten eine wettbewerbsfähige und dem Branchenrisiko entsprechende Kapitalverzinsung, die sich im Wettbewerb über den Kapitalmarkt bestimmt. Dabei investieren Kapitalgeber nur, wenn das Chancen-Risiko-Profil einer Investition in einem richtigen Verhältnis steht. In einem natürlichen Monopol, wie dem Geschäftsmodell der Netzwirtschaft, sind diese Marktmechanismen teilweise außer Kraft gesetzt. Im Rahmen der Anreizregulierung soll eine sogenannte risiko- und finanzmarktadäquate Verzinsung für das eingesetzte Eigenkapital durch die Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) zugestanden werden.

Im aktuellen Regulierungssystem wird das eingesetzte Eigenkapital bis zu einer kalkulatorischen Eigenkapitalquote in Höhe von 40 % mit dem sogenannten EK-I- Zinssatz, der eine risiko- und finanzmarktadäquate Verzinsung für das eingesetzte Eigenkapital repräsentieren soll, vergütet. Darüber hinaus eingesetztes Eigenkapital wird mit dem EK-II-Zinssatz, der sich an einem üblichen Fremdkapitalzinssatz orientiert, vergütet. Die zugestandene Refinanzierung von Fremdkapitalkosten erfolgt dabei nach den tatsächlichen im Basisjahr berücksichtigungsfähigen Fremdkapitalzinsen. Bei diesem System spricht man auch von „gespaltenen Zinssätzen“.

Die Ermittlung des betriebsnotwendigen Vermögens erfolgt derzeit nach einem prüfungsintensiven und individuellen Verfahren, bei dem die individuellen kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalquoten sowie die individuellen tatsächlichen Fremdkapitalkosten regulatorisch bestimmt werden.⁵ Dieses regulatorische Verfahren motiviert zu Bilanzoptimierungen und geht für die Beteiligten des Verfahrens mit einem erheblichen Aufwand einher.

Die Ertragskraft von Netzbetreibern ist damit direkt durch einen komplexen Regulierungsrahmen, die von der Regulierungsbehörde zugestandenen Renditen, beeinflusst. Aus Sicht der Kapitalgeber ist entscheidend, welche Rendite mit einem Geschäftsmodell bzw. Investitionsprojekt erwirtschaftet werden kann und ob damit die Forderungen der Kapitalgeber bedient werden können. Daneben werden Kapitalgeber nur investieren, wenn sie ein Geschäftsmodell und die dahinterstehende Ertragskraft verstehen.

aa) WACC vs. Gespaltene Zinssätze

Abweichend zum bestehenden Regulierungsrahmen wird seitens der Bundesnetzagentur zurzeit die Diskussion geführt, ob das System der Kapitalverzinsung von einem Modell mit gespaltenen Zinssätzen in einen WACC-Ansatz (weighted average cost of capital) überführt werden soll. International ist ein stärker standardisierter WACC-Ansatz gängig und von den Investoren besser anerkannt.

Grundsätzlich ist eine ökonomisch angemessene und kapitalmarktadäquate Kapitalverzinsung modellunabhängig. Dennoch bietet die bisherige Form der Kapitalverzinsung einen großen Bedarf, sich an die zukünftigen Finanzierungsbedingungen anzupassen. Die Regulierungsbehörde hat erkannt, dass der Regulierungsrahmen, insbesondere die Ermittlung der kalkulatorischen Verzinsungsbasis, transparenter und vor allem weniger bürokratisch werden muss.

³ Dabei sind teilweise sehr unterschiedliche Entwicklungen im urbanen und ländlichen Raum zu beobachten.

⁴ Energievertrieb an den Letztverbraucher und der Energiehandel im B2B-Segment.

⁵ Vgl. BNetzA: Eckpunktepapier Netze. Effizient. Sicher. Transformiert. 2024, verfügbar Online.

Denkbar ist ein Modell⁶, bei dem die kalkulatorischen Restwerte des Anlagevermögens unter Abzug der Baukostenzuschüsse, der Netzanschlusskostenbeiträge sowie der Investitionszuschüsse zuzüglich des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens bestimmt werden. Dieses Vermögen wird in einem WACC-Ansatz mit einem pauschalen Kapitalkostensatz verzinst. Dabei soll dem eigenverantwortlichen Netzbetreiber in der Frage, wie er sich finanziert, mehr Entscheidungsfreiheit zugestanden werden. Insoweit wird die Möglichkeit gegeben, flexibel auf die Kapitalmarktanforderungen zur Finanzierungsstruktur einzugehen.

Für diesen Kapitalkostensatz ist ein wettbewerbsfähiger und risikoadäquater Eigen- und Fremdkapitalzinssatz sowie eine für die Ermittlung des WACC-Zinssatzes zugrunde zu legende Kapitalstruktur zu bestimmen. Dieses Zinsbudget steht dem Netzbetreiber dann zur Verfügung, sodass eine freie Optimierung im Sinne einer möglichst effizienten Finanzierung möglich ist. Damit können auch Renditeforderungen aus dem Kapitalmarkt an Eigen- oder Mezzaninekapital im Rahmen der Anforderungen an die Finanzierungsfähigkeit auch durch Hebelung differenziert erfüllt werden.

Der WACC-Ansatz bietet gegenüber der sehr aufwendigen Kapitalkostenberechnung im aktuellen Regulierungsrahmen⁷ eine alternative Kapitalkostenermittlung, die theoretisch eine weniger komplexe Berechnungsmethodik und eine stärkere Angleichung an internationale Standards⁸ ermöglicht und somit mehr Sicherheit und Transparenz für Kapitalgeber und Ratingagenturen bietet.

bb) Hebel im bestehenden System mit Doppelstockstrukturen (Beispiel)

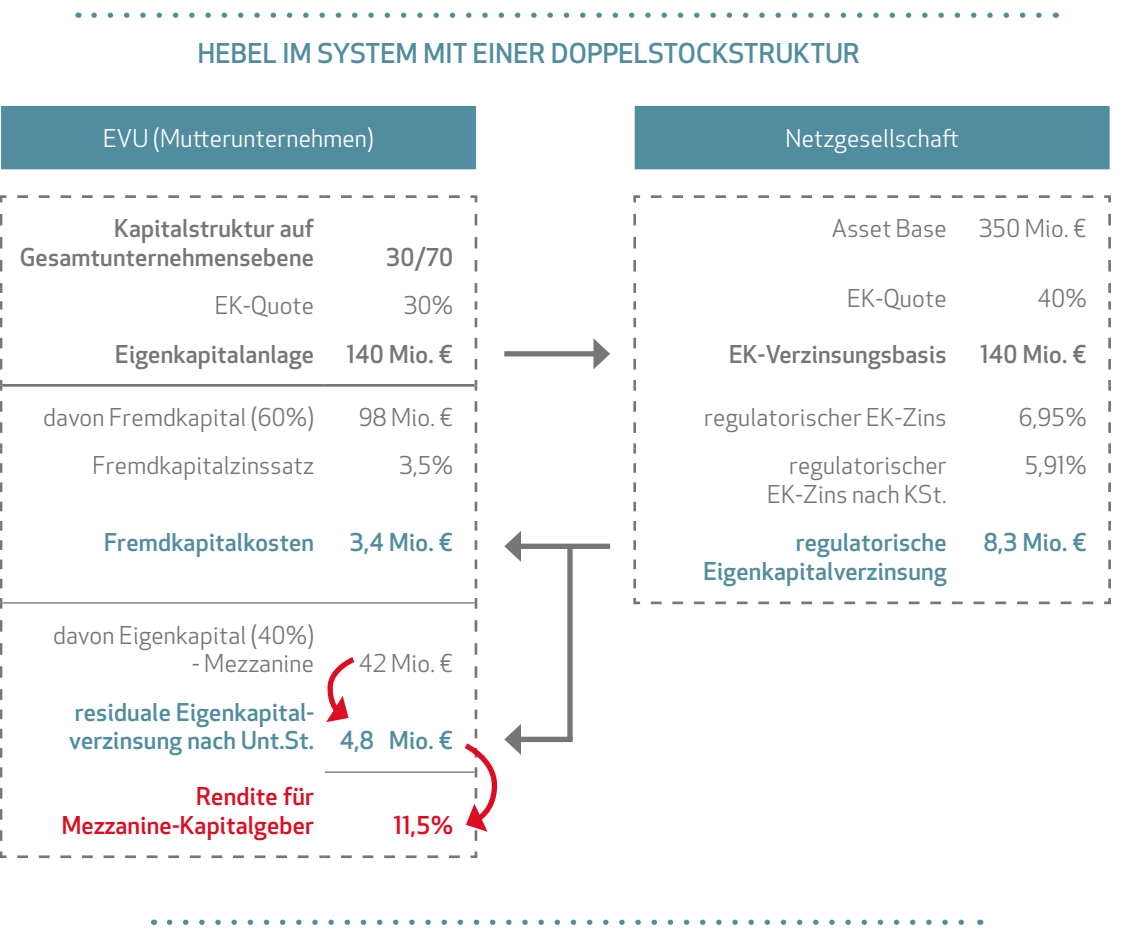
Im bestehenden Regulierungsrahmen können nur über sogenannten Doppelstockstrukturen Optimierungen der Finanzierungsstrukturen (Leverage-Effekt) gehoben werden. Hierbei wird die Eigenkapitalausstattung der Netzgesellschaft bzw. Netzsparte auf die regulatorischen Finanzierungsquoten (40 % Eigenkapital) gesteuert. Dies erfolgt durch gezielte Eigenkapitaleinlagen bzw. eine sparten-scharfe Eigenkapitalzuordnung, um regulatorisch eine möglichst optimale Finanzierungsstruktur abzubilden, die losgelöst von einer tatsächlich effizienten Finanzierungsstruktur sein kann.

Auf der übergeordneten Gesamtunternehmens- bzw. Konzernebene wird losgelöst von regulatorischen Vorgaben eine betriebswirtschaftlich effiziente Finanzierungsstruktur gestaltet, um den sogenannten Leverage-Effekt zu nutzen.

Das heißt, die regulierte Netzsparte bzw. Netzgesellschaft wird mit einer Finanzierungsstruktur in Höhe von 40 % Eigenkapital ausgestattet. Von der übergeordneten Ebene wird die Eigenkapitalausstattung jedoch nur zu einem betriebswirtschaftlich optimalen Anteil durch tatsächliches Eigenkapital finanziert. Für die restliche Eigenkapitaleinlage wird beispielsweise Fremdkapital (oder Mezzanine-Kapital) aufgenommen. Hierdurch kann im aktuellen Regulierungssystem eine tatsächliche Rendite dargestellt werden, die über dem von der Regulierungsbehörde zugestandenen EK-I-Zinssatz liegt.

6 Vgl. KPMG/ Frontier economics: Weiterentwicklung der Kapitalkostenvergütung für Betreiber von Strom- und Gasnetzen 2018, verfügbar online.
7 Im aktuellen Regulierungsrahmen kommen in der Kostenprüfung, im Kapitalkostenaufschlag, Kapitalkostenabschlag sowie in der Vergleichbarkeitsrechnung unterschiedliche Systeme für die Kapitalkostenbestimmung zum Einsatz.
8 Der WACC-Ansatz ist im europäischen Ausland state of the art.

Dies ist jedoch mit einem zusätzlichen regulatorischen Anerkennungsrisiko und Unsicherheit für den (Mezzanine-)Kapitalgeber verbunden.



cc) Hebel innerhalb des Netzbetreibers bei WACC mit synthetischen Quoten

Sofern – wie derzeit erwartet – die Anwendung des WACC-Ansatzes von der tatsächlichen Kapitalstruktur abstrahiert, würde eine regulatorische Vergütung unabhängig von der tatsächlichen Finanzierungsstruktur zugestanden.

Ein WACC-Ansatz mit einer synthetischen Eigenkapitalquote ermöglicht es, die Kapitalstruktur unabhängig von regulatorischen Vorgaben nach betriebswirtschaftlich sinnvollen Grundsätzen und den Anforderungen aus dem Kapitalmarkt zu gestalten. Anreize zu rein regulatorisch optimierten Finanzierungsstrukturen, die einen zusätzlichen Aufwand und Unsicherheiten verursachen, werden dadurch vermieden. Die Bestimmung einer effizienten Finanzierungsstruktur wird in der Folge nicht durch die Regulierungsbehörde von oben für alle Netzbetreiber vorgegeben, sondern durch den Kapitalmarkt bestimmt und gibt den Kapitalgebern die notwendige Flexibilität zur Optimierung des eigenen Investments.

Eine zu vermeidende ökonomische Einschränkung wäre die regulatorische Vorgabe einer Mindesteigenkapitalquote. Diese wurde zwar im derzeitigen Anpassungsprozess diskutiert, wird aber momentan nicht erwartet und würde die Komplexität deutlich erhöhen und die Kapitalmarktfähigkeit erheblich einschränken. Mit der Einführung des WACC-Modells – mit einer unabhängig von den Bedingungen im Einzelfall vorgegebenen Kapitalstruktur – wird eine Angleichung an den internationalen Standard mit einer Komplexitätsreduktion sowie einer höheren Transparenz und Planbarkeit für Investoren erreicht. Ein weiterer zentraler Vorteil liegt in der Vermeidung sogenannter negativer kalkulatorischer Eigenkapitalverzinsung.

dd) Stabilität des Regulierungsrahmens als Finanzierungsvoraussetzung/ Kontinuität der Regulierungspraxis und der Festlegungen der Bundesnetzagentur

Die Stabilität des Regulierungsrahmens ist von entscheidender Bedeutung für die Finanzierungsfähigkeit von Transformationsprojekten. Ein stabiler Regulierungsrahmen schafft die notwendige Planungssicherheit, die Netzbetreiber und Investoren benötigen, um langfristige valide Entscheidungen zu Investitionen und deren Finanzierung zu treffen.

Verlässliche und konsistente regulatorische Vorgaben reduzieren Unsicherheiten und fördern das Vertrauen von Investoren und Kreditgebern. Insbesondere die methodische Ermittlung der kapitalmarktorientierten Verzinsung muss nach einer angemessenen und transparenten Methodik erfolgen, um das Investitionsklima zu stärken.

Es ist entscheidend, dass in einem WACC-Ansatz marktgerechte und risikoadäquate Eigen- und Fremdkapitalzinssätze⁹ sowie eine sachgerechte Definition der Verzinsungsbasis sichergestellt werden. Eine Standardisierung und Pauschalierung der Verzinsungsbasis stellt sicher, dass das regulatorische System weniger anfällig für Sonderfälle ist, die unnötig Komplexität erzeugen könnten.

Gleichzeitig darf die Umstellung auf ein WACC-Modell keine strukturellen Nachteile für die Netzbetreiber zur Folge haben.

Die Komplexität und die Geschwindigkeit der Transformation werden die ökonomischen Rahmenbedingungen kontinuierlich verändern. Die Möglichkeit, regulatorische Kostenänderungen zeitnah zu berücksichtigen, ohne die grundlegende Stabilität des Systems zu gefährden, ist ein wesentlicher Faktor für ein attraktives Investitionsklima und kalkulierbare Risiken auf allen Ebenen.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass im regulierten Geschäftsmodell des Stromnetzbetriebs eine vollständige Refinanzierung der Anschaffungs- und Herstellungskosten über die Netzentgelt-systematik möglich sein sollte. Seitens der Regulierungsbehörde ist dabei jedoch eine risiko- und finanzmarktagadequate Verzinsung für das eingesetzte Kapital sicherzustellen.

b) Preiskontrolle (Kartellrecht, Kunden)

Die Fernwärmeversorgung ist wie die Strom- und Gasversorgung eine leitungsgebundene Versorgung. Gegenüber der Strom- und Gasversorgung liegen in der Fernwärmeversorgung jedoch strukturelle Unterschiede vor. Fernwärmenetze sind wegen nicht zu vermeidenden Wärmeverlusten über längere Strecken und hohen Investitionskosten für den Aufbau von Wärmenetzen vielfach abgegrenzte und geschlossene Systeme mit einer lokalen Wärmeerzeugung und einer definierten Kundenanzahl.

aa) Kostenkontrolle/Vergleichsmarktkonzept vs. Rechtsprechung zu Preisgleitklauseln

Bedingt durch die lokalen Unterschiede bezüglich Wettbewerbssituation, Erzeugungsstruktur, Netztopologie und Kundenstruktur ist ein hohes Maß Heterogenität der einzelnen Wärmenetze gegeben. Bisher ist der deutsche Wärmemarkt nicht reguliert, wobei ein Wärmeliefervertrag zwischen Wärmelieferant und Endkunden ein monopolähnliches Abhängigkeitsverhältnis darstellt. Die Fernwärmeversorgung unterliegt keiner einheitlichen Preis- bzw. Kostenregulierung wie die Geschäftsmodelle der Strom- und Gasverteilung. Die Kalkulation von Wärmelieferpreisen¹⁰ erfolgt im Einklang mit den allgemeinen kartellrechtlichen Regelungen und den in der AVBFernwärmeV speziellen rechtlichen Anforderungen für die Fernwärmepreise.

Wärmelieferanten kalkulieren mit der Geschäftsmodellaufnahme einer Wärmeversorgung auf Grundlage einer integrierten Planungsrechnung einen kostenbasierten Basispreis¹¹. Üblicherweise erfolgt eine turnusmäßige Anpassung¹² der Wärmepreise auf Grundlage einer vertraglich vereinbarten Preisanpassungsklausel.

Wärmeversorgern ist es gestattet, Kostenentwicklungen und veränderte Marktbedingungen durch Preisanpassungsklauseln weiterzugeben. Dabei sind die Vorgaben des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV und der entsprechenden Rechtsprechung zu berücksichtigen. Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes besteht im Rahmen einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung eine marktbeherrschende Stellung im Endkundengeschäft. Es ist daher kein einheitlicher Wärmemarkt gegeben. Endkunden können nicht ohne erheblichen finanziellen Aufwand zu einem alternativen Energieträger wechseln. Fernwärmepreise unterliegen deshalb der Kartellaufsicht. Kartellbehörden überprüfen regelmäßig in Verdachtsfällen die Rechtmäßigkeit von Preisanpassungsklauseln. Die Kartellbehörde prüft insbesondere, ob die Kostenentwicklung und die Marktentwicklung angemessen abgebildet sind. Dabei kann die Kartellbehörde nach dem Vergleichsmarktprinzip die Angemessenheit der erhobenen Preise über einen simulierten Wettbewerb vergleichen oder mittels einer Kostenprüfung die Preishöhe der Fernwärme auswerten.

Insgesamt wird im Markt der leitungsgebundenen Wärmeversorgung die mangelnde Transparenz über die Preisbildung seit vielen Jahren immer wieder kritisiert. Eine aktuelle Verbändeinitiative

⁹ Der Fremdkapitalzinssatz sollte möglichst nahe an den tatsächlichen Finanzierungskosten liegen und auch Nebenkosten berücksichtigen.

¹⁰ Preis für die Wärmeerzeugung sowie das Netzentgelt für die Wärmelieferung.

¹¹ Grund- und Arbeitspreis-0 auf Basis der geplanten operativen Betriebs- und Kapitalkosten für Fremd- und Eigenkapitalgeber (OPEX + CAPEX).

¹² i. d. R. eine jährliche Anpassung an die Kostenentwicklung auf Grundlage fester Indizes.

hat eine Preistransparenzplattform¹³ geschaffen, um Transparenz über lokale Fernwärmepreise¹⁴ zu bieten. Die Wärmeversorgung ist durch große Unterschiede gekennzeichnet, weshalb ein reiner Preisvergleich zwischen einzelnen Fernwärmenetzen wenig aussagekräftig ist.

bb) WACC vs. gespaltene Zinssätze und Hebemöglichkeiten

Für die Finanzierung von Projekten in die Wärmetransformation fordern Investoren und Kapitalgeber eine angemessene Rendite. Im aktuellen System der Wärmepreiskalkulation obliegt es dem Wärme-lieferanten, nach welcher Methodik und in welcher Höhe Kapitalkosten berücksichtigt werden. Grundsätzlich führen der WACC-Ansatz als auch die Kapitalkostenermittlung mit gespaltenen Zinssätzen ebenfalls zu einem Zinsbudget. Abweichend zu den netzentgeltkalkulatorischen Vorgaben für Stromnetze (und Gasnetze) können im Rahmen der Basispreiskalkulation der Wärmeversorgung (modellunabhängig) ökonomisch angemessene und kapitalmarkadäquate Kapitalrenditen individuell festgelegt und in der Preiskalkulation berücksichtigt werden.

Im Gegensatz zur Strom- und Gasnetzwirtschaft, ist im Geschäftsmodell der Wärmeversorgung jedoch das Refinanzierungsrisiko zu berücksichtigen. Aus preispolitischen Gründen können vielfach die sehr hohen Fixkosten (Investitionskosten) insbesondere in Phasen des intensiven Ausbaus oder hoher Ersatzinvestitionen nicht vollständig über den sogenannten Grundpreis weitergegeben werden. Dem-entsprechend sind im mengenabhängigen Arbeitspreis auch Fixkostenbestandteile enthalten. Kann in einem Worst-Case-Szenario beispielsweise witterungsbedingt oder aufgrund einer abweichenden Mengenentwicklung nur eine geringere Wärmemenge als prognostiziert verkauft werden, so können Fixkosten nur über einen längeren Zeitraum (als in der Preiskalkulation angenommen) refinanziert werden. In einem gegenläufigen Best-Case-Szenario kann natürlich auch eine schnellere Refinanzierung eintreten. Es ist zu vermuten, dass tendenziell ein Mischszenario der beschriebenen Extremfälle realistisch ist und mengenabhängige Schwankungen sich im Zeitablauf ausgleichen werden.

Dieses zusätzliche Risiko werden Kapitalgeber von Eigen- oder Mezzaninekapital in einer höheren Renditeforderung ausdrücken.

In der aktuellen öffentlichen Diskussion dominiert die Frage, ob Preisanpassungsklauseln Änderungen der Erzeugungs- sowie Verteilungskosten und Marktentwicklungen angemessen berücksichtigen. Das enorme Investitionsvolumen, bedingt durch den Um- und Ausbau der leitungsgebundenen Wärmeversorgung, wird dazu führen, dass alternative Eigenkapitalbeschaffungsmaßnahmen, insbesondere Mezzaninekapital, in Betracht gezogen werden müssen. In der Folge werden sich die Finanzierungs-konditionen und die zu refinanzierenden Kapitalkosten verändern. Aus Sicht der Kapitalgeber stellt sich die wesentliche Frage, wie zukünftige Kapitalkosten der langfristigen Investitionen in die leitungsgebundene Wärmeversorgung refinanziert werden können.

Aus Sicht der Wärmeversorger als auch aus der Sicht der Kapitalgeber sind kalkulierbare ökonomische Rahmenbedingungen erforderlich, um eine Wirtschaftlichkeitsbeurteilung durchzuführen und

Investitions- bzw. Finanzierungsrisiken einschätzen zu können. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden und die Risiken beherrschbar zu halten, sind staatliche Zuschüsse ein adäquates Mittel zur Unterstützung.

2. Exitszenarien für den Kapitalgeber in den verschiedenen Geschäftsmodellen

Die Transformation der Energieversorgung benötigt langfristige und sehr große Investitionsvolumina in die Infrastruktur. Stadtwerke brauchen hierzu insbesondere eigenkapitalstärkende Finanzierungs-partner (beispielsweise Mezzanine-Kapitalgeber), um das notwendige Fremdkapital aufnehmen zu können. Refinanzierungszeiträume von 30 bis 50 Jahren sind dabei die Regel. Entsprechende Refinanzierungszeiträume werden üblicherweise nicht mit dem Investitionshorizont von Kapitalgebern übereinstimmen. Folglich wird ein entscheidender Faktor sein, wie mögliche Exitszenarien für den Kapitalgeber, das heißt zu welchem Wert kann eine Beteiligung bzw. die Assets verkauft werden, aussehen können.

Im Geschäftsmodell der Stromverteilung liegt grundsätzlich im Rahmen der Netzentgeltregulierung mit dem kalkulatorischen Restwert, als zentraler Werttreiber, eine äußerst transparente Grundlage vor. Über die Netzentgeltsystematik ist sichergestellt, dass Investitionskosten (Anschaffungs- und Herstellungskosten) sowie eine Eigenkapitalverzinsung im Rahmen einer angemessenen Unternehmenserhaltungskonzeption vollständig refinanziert werden. Mögliche Unsicherheiten aus dem Regulierungsmechanismus (Stabilität des Regulierungsrahmens und die Höhe der Eigenkapitalverzinsung) sind seitens der Regulierungsbehörde gering zu halten, um das notwendige Investorenvertrauen zu stärken.

Im Rahmen der Wärmeversorgung besteht bezüglich der theoretischen Wertbasis eine größere Unsicherheit, da die Refinanzierung der Investitionen unter anderem einem signifikanten mengenmäßigen Abnahmerisiko unterliegt. Dieses Risiko wird durch eine entsprechende Anpassung der Renditeforderung durch den Kapitalgeber mit eingepreist. Dementsprechend wird im aktuellen System der Wärmepreiskalkulation und Preisfortschreibungssystematik die Wertbasis in einem Exitszenario durch den Exitzeitpunkt und den bisherigen Geschäftsverlauf der individuellen Wärmeversorgung bedingt. Entscheidend sind auch hier klare und stabile Rahmenbedingungen für die Preisbildung und -fortentwicklung

¹³ Übersicht über die Fernwärmepreise in Deutschland mit Stand April 2024.

¹⁴ Aufgrund der Heterogenität hat die Plattform nicht das Ziel, einen Preisvergleich, sondern eine Preistransparenz zu bieten.

III. ANFORDERUNG AN DIE GOVERNANCE DER UNTERNEHMEN (BERICHTERSTATTUNG, RISIKOMANAGEMENT, INTERNE KONTROLL-SYSTEME, NACHHALTIGKEIT)

1. Anforderungen an die Corporate Governance

Die Corporate Governance ist das System aus Regeln und Strukturen, durch das ein Unternehmen geführt und gesteuert wird. Im Fokus stehen insbesondere die Transparenz und die Begünstigung der Interessen der Stakeholder. Energieversorgungsunternehmen stehen im Rahmen der Energiewende vor beispiellosen finanziellen Herausforderungen, die eine Anpassung der bestehenden Corporate Governance erfordern.

Um die Wettbewerbsfähigkeit und insbesondere die Kreditwürdigkeit sicherzustellen, ist eine Anpassung der Governance¹⁵ in verschiedenen Bereichen erforderlich. Dabei sind insbesondere die erweiterte Berichterstattung und ein angemessenes und wirksames Risikomanagementsystem im Hinblick auf zusätzliche Informationsbedürfnisse des Kapitalmarktes eine zentrale Anforderung.

Im Folgenden wird vor allem mit Blick auf die Sicherung der Bonität erörtert, welche Anforderungen die einzelnen Unternehmensbereiche an eine zeitgemäße Unternehmensführung stellen. Abschließend werden konkrete Handlungsempfehlungen für tätige Unternehmen formuliert.

a) Berichterstattung

Die Energiewende stellt Stadtwerke im Rahmen der Kapitalbeschaffung vor neue Berichterstattungsanforderungen. Kapitalgeber und Investoren fordern regelmäßige und transparente Informationen über Rentabilität und Nachhaltigkeit, laufende Risikoeinschätzungen und Projektfortschritte.

Besonders kleinen und mittleren Stadtwerken fehlt es üblicherweise an Know-how und Ressourcen, um die Anforderungen des Kapitalmarktes zu erfüllen.

Um die Anforderungen der gegebenenfalls neuen Kapitalgeber an die Berichterstattung zu erfüllen, müssen Stadtwerke ihre Prozesse und IT-Systeme anpassen. Softwarelösungen und vordefinierte KPI's automatisieren die Erfassung und Auswertung von Finanz- und Risikodaten, standardisieren die Kennzahlenberichterstattung und reduzieren den personellen Aufwand.

Über diese Effizienzsteigerungen müssen sodann die zusätzlichen Anforderungen an die turnusgemäße Berichterstattung gewährleistet werden und gemäß den Anforderungen Monats-, Quartals- bzw. Halbjahresberichte aufgestellt, geprüft und veröffentlicht werden.

Die Einbindung externer Expertise und Kooperationen mit Spezialisten der Finanzbranche helfen, um die Anforderungen der Kapitalgeber besser zu verstehen und fehlende Ressourcen und Know-how zu kompensieren. Finanzierungsexperten verfügen darüber hinaus regelmäßig über ein Netzwerk an Investoren, welches weit über die Grenzen der klassischen Darlehensfinanzierung bei einer Hausbank hinaus reicht. Damit übernehmen diese Experten die Mittlerrolle und vermitteln zwischen Stadtwerken und (institutionalisierten) Kapitalgebern, wenn Transformationsprojekte beispielsweise „zu groß“ für eine klassische Kreditfinanzierung sind oder wenn der Kapitalmarkt günstigere Konditionen ermöglicht.

Gesetzliche Vorgaben und branchenspezifische Standards, die einheitliche Anforderungen an die Berichterstattung und notwendigen Informationen für Finanzierungsprojekte der Energiewende festlegen, könnten den Aufwand für Stadtwerke erheblich verringern. Dies würde nicht nur die Transparenz und Vergleichbarkeit von Investitionsprojekten für Kapitalgeber erhöhen, sondern auch den Zugang zu Investoren und Finanzierungsquellen erleichtern. Durch Kooperationen zwischen Stadtwerken könnten zudem Ressourcen auf verschiedenen Ebenen gemeinsam genutzt und Synergien, etwa im Bereich der Berichterstattung, besser ausgeschöpft werden.

b) Risikomanagement

Risikomanagementsysteme sind nicht nur eine Pflicht im Rahmen einer ordnungsgemäßen Corporate Governance. Integrierte und gelebte Risikomanagementsysteme sollen auf allen Unternehmens-ebenen helfen, Risiken zu begrenzen und Chancen aufzuspüren. Die Intention von Risikomanagementsystemen ist denkbar einfach: Krisen sollen rechtzeitig erkannt, vermeidbare Risiken verhindert und nicht vermeidbare Risiken gemanagt werden.

Die gesetzliche Grundlage ist für alle Kapitalgesellschaften in § 1 StaRUG und in § 91 Abs. 2 AktG enthalten. Sowohl Vorstände einer AG als auch die Geschäftsführer einer GmbH haben ein Überwachungssystem zu führen, um bestandsgefährdende Risiken frühzeitig zu erkennen. Daneben bestehen weitere Regelungen für Unternehmen, die mehrheitlich in kommunaler Hand sind (§ 53 HGrG), über das eingerichtete Risikofrüherkennungssystem zu berichten.

In der Praxis wird der Kapitalmarkt in Energiewendeprojekte investieren, wenn bestehende Risiken identifiziert, quantifiziert und gemanagt werden können. Hierzu stellen Kapitalgeber Anforderungen an ein Risikomanagementsystem, die weit über die regelmäßig implementierten Systeme bei kleinen und mittleren Unternehmen hinausgehen. Dazu gehört unter anderem die regelmäßige Überwachung von identifizierten Risiken und die Ableitung von Maßnahmen, die dazu beitragen, dass das Eintreten von Risiken im operativen Geschäftsbetrieb reduziert bzw. verhindert wird. Die Einrichtung eines angemessenen und wirksamen Risikomanagementsystems hat damit nicht nur Auswirkungen auf die Krisenfestigkeit eines Stadtwerks; es ist auch entscheidend für die Beurteilung der Bonität, den Zugang zum Kapitalmarkt und die Finanzierungskosten. Folglich sollte auch auf der Seite der Kapitalnehmer ein großes Interesse an einem adäquaten Risikomanagementsystem bestehen.

¹⁵ Vgl. Deloitte/bdew: Kapital für die Energiewende 2023, verfügbar Online.

Viele kleine und mittlere Stadtwerke verfügen derzeit über kein adäquates Risikomanagementsystem und müssen dieses, um den Anforderungen des Kapitalmarktes gerecht zu werden, erweitern. Ein funktionierendes Risikomanagementsystem ist aus Sicht der Kapitalgeber mitentscheidend für die Finanzierungsfähigkeit.

Die Ausgestaltung eines angemessenen und wirksamen Managementsystems beinhaltet auch ein funktionierendes internes Kontrollsystem. Interne Kontrollsysteme sollen sicherstellen, dass alle Prozesse in der Rechnungslegung richtig verarbeitet sind. Problematisch ist, dass Stadtwerke oft Defizite in diesem Bereich haben und die Energiewende wird dazu führen, dass energiewirtschaftliche Prozesse noch komplexer und damit auch die Anforderungen an die internen Kontrollsysteme zunehmen werden. Daneben sind Compliance Management Systeme notwendig, damit entsprechende Unternehmensrichtlinien und die Einhaltung gesetzlicher Vorgaben befolgt werden.

Ein wirksames Managementsystem ermöglicht eine transparente Risikoidentifikation und -beurteilung, unterstützt damit die Unternehmensführung in der Entscheidungsfindung und erhöht das Vertrauen von Investoren. Durch die Harmonisierung der Kontrollprozesse und die Einführung digitaler Systeme können Stadtwerke ihre Effizienz steigern und Kosten senken. Zukünftig wird es auch entscheidend sein, die Überwachung der Einhaltung von ESG-Kriterien in die Managementsysteme zu integrieren. Diese werden eine zunehmend wichtige Rolle spielen, da Investoren verstärkt nachhaltige Geschäftsmodelle bevorzugen.

Neben den Pflichten der Geschäftsführung sind auch die Pflichten der Aufsichtsgremien bezüglich der Managementsysteme zu beachten. Um sicherzustellen, dass eine deutsche börsennotierte Gesellschaft im Einklang mit den Unternehmensinteressen geführt wird, legt der „Deutsche Corporate Governance Kodex“ grundlegende Prinzipien, Empfehlungen und Leitlinien fest¹⁶. Der „Public Corporate Governance Kodex“ verfolgt ähnliche Ziele, wie etwa die Förderung von Transparenz und die Vermeidung von Interessenskonflikten, richtet sich jedoch an öffentliche Unternehmen und verfolgt zusätzlich die Zielsetzung, einen sparsamen Umgang mit öffentlichen Mitteln zu gewährleisten, um das Vertrauen der Öffentlichkeit zu stärken und gemeinwohlorientierte Ziele zu fördern. Beide Kodizes richten sich primär an den Aufsichtsrat.

Der Aufsichtsrat trägt eine entscheidende Verantwortung bei der Überwachung des Risikomanagements, der internen Revision und des Compliance Management Systems. Zu den Überwachungspflichten¹⁷ des Aufsichtsrats gemäß § 111 AktG gehört die Sicherstellung, dass das Geschäftsführungsorgan geeignete Maßnahmen zur Risikobegrenzung implementiert. Dies schließt die Kontrolle von finanziellen und regulatorischen Risiken ein, die sich unmittelbar auf die Kreditwürdigkeit des Unternehmens auswirken. Ein robustes Risikomanagement und interne Kontrollsysteme tragen zur Erhöhung der Transparenz und Verlässlichkeit der Unternehmensprozesse bei.

Dabei sind die angemessene Einrichtung, Ausgestaltung, Überwachung und Dokumentation dieser Systeme eine Leitungsaufgabe und die gesetzliche Sorgfaltspflicht der gesetzlichen Vertreter des Unternehmens. Die Compliance-Pflicht umfasst die Legalitätskontrollpflicht sowie die Pflicht zur sorgfältigen¹⁸ und gewissenhaften Geschäftsführung. Es besteht jedoch keine Pflicht zur Einrichtung eines umfassenden, standardisierten oder institutionalisierten Risikomanagement- oder Compliance-Management-Systems. Die Ausgestaltung, Einrichtung und Fortentwicklung geeigneter Compliance-Maßnahmen erfolgt eigenverantwortlich in Abhängigkeit von der Unternehmensgröße und dem Risikoprofil, mit dem Ziel, Haftungsrisiken zu senken.

Der Aufsichtsrat kann einen Prüfungsausschuss bestellen, der die Wirksamkeit des Risikomanagements und des internen Kontrollsystems überwacht und sicherstellt, dass die Risikoprüfung des Unternehmens den Anforderungen externer Kapitalgeber entspricht. Regelmäßige Berichte des Geschäftsführungsorgans über die Wirksamkeit dieser Systeme sind dabei unerlässlich, um die finanzielle Stabilität und Finanzierungsmöglichkeiten des Unternehmens zu stärken.

Im Bereich des Compliance-Managements hat der Aufsichtsrat die Sicherstellung der Einhaltung gesetzlicher Vorschriften und interner Richtlinien zu unterstützen. Diese Maßnahmen sind entscheidend für die Vermeidung rechtlicher Risiken, die das Unternehmen in seiner Finanzierung gefährden könnten. Ein funktionierendes Compliance Management System verringert die Haftungsrisiken und verbessert die Reputation des Unternehmens.

c) Nachhaltigkeit

Ab dem Geschäftsjahr 2025 müssen alle großen Kapitalgesellschaften einen Nachhaltigkeitsbericht nach der Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) veröffentlichen. Bezüglich der Umsetzung der Nachhaltigkeitsberichterstattung nach CSRD liegt mittlerweile der Regierungsentwurf vor, welcher die Standards der European Financial Reporting Advisory Group (EFRAG), die im Auftrag der Europäischen Kommission Standards entwickelt hat, als verbindlich erklärt. Damit entfalten diese Standards unmittelbare Wirkung auf die betroffenen Unternehmen bezüglich der Ausgestaltung ihres Nachhaltigkeitskonzepts.

Durch diese Standards wird deutlich, dass es sich bei der CSRD nicht nur um eine Verschärfung der Berichtspflichten und eine Erweiterung des Anwenderkreises der Nachhaltigkeitsberichterstattung handelt. Vielmehr schreiben diese Standards die Implementierung eines Nachhaltigkeitskonzepts vor, mittels welchem Nachhaltigkeitsziele in einem bestimmten Zeitraum erreicht werden sollen. In den Nachhaltigkeitsberichten der einzelnen Unternehmen sind zu den Nachhaltigkeitszielen sodann Umsetzungspläne offenzulegen bzw. darzustellen, warum das Unternehmen gegebenenfalls die Auffassung vertritt, dass ein bestimmtes Nachhaltigkeitsziel nicht einschlägig ist und entsprechend kein Umsetzungsplan offengelegt werden muss.

¹⁶ Vgl. Deutscher Corporate Governance Kodex S. 3.

¹⁷ Deutscher Public Corporate Governance Kodex S. 31 ff.

¹⁸ § 43 Abs. 1 GmbHG; § 76 AktG; § 93 Abs. 1 S. 1 AktG.

Die Implementierung eines solchen Nachhaltigkeitskonzeptes greift tief in die Aufbau- und Ablauforganisation der Unternehmen ein. Beispielsweise schreibt die CSRD die Einführung eines nachhaltigkeitsbezogenen internen Kontrollsystems vor. Während in der Vergangenheit Risikomanagement- und interne Kontrollsysteme lediglich aus den Regeln über die Ordnungsmäßigkeit der Geschäftsleitung abzuleiten waren und den gesetzlichen Vertretern ein weitreichender Ermessensspielraum bezüglich der Ausgestaltung solcher Systeme zukam, wird durch die CSRD erstmals gesetzlich geregelt, welche Mindestanforderungen und Systeme einzuführen sind.

Neben der CSRD qualifiziert die EU-Taxonomie-Verordnung ausgewählte Wirtschaftsaktivitäten von Unternehmen in taxonomiefähig und taxonomiekonform. Über die Aggregation der taxonomiekonformen Umsatzerlöse, OPEX und CAPEX und dem Verhältnis dieser zu den nicht-taxonomiekonformen Umsatzerlösen, OPEX und CAPEX werden die Stakeholder in die Lage versetzt, den Grad der Nachhaltigkeit eines Unternehmens einfach abzulesen und mit anderen Unternehmen zu vergleichen.

Beide Regelwerke schaffen demnach Anreize, um Kapitalströme stärker auf nachhaltige Projekte bzw. Investitionen auszurichten und die Integration von Nachhaltigkeits- und Klimazielen in unternehmerischen und finanziellen Entscheidungen zu fördern. Darüber hinaus wird der Aufbau eines resilienten, ressourceneffizienten Wirtschaftssystems, das Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit miteinander vereint, unterstützt. Die CSRD und die TaxVO sind zentrale Instrumente der übergeordneten europäischen Strategie zur Transformation hin zu einer nachhaltigen Wirtschaft. Sie stehen im Kontext des Europäischen Green Deals, dessen Ziel es ist, die EU bis 2050 klimaneutral zu machen und dabei ökologische, soziale und ökonomische Nachhaltigkeit miteinander zu verbinden. Gleichzeitig stärken sie das Vertrauen in nachhaltige Finanzierungen und tragen zur strategischen Positionierung Europas als Vorreiter für eine globale nachhaltige Entwicklung bei.

Die Reaktion der Kapitalmärkte auf diese regulatorischen Maßnahmen zeigt eine zunehmende Dynamik in Richtung nachhaltiger Investitionen. Viele institutionelle Anleger und Finanzmarktakteure haben begonnen, ihre Portfolios stärker an den Kriterien der TaxVO und den Berichtsanforderungen der CSRD auszurichten, um sowohl regulatorischen Anforderungen zu genügen als auch Wettbewerbsvorteile durch eine entsprechende Positionierung zu sichern. Gleichzeitig hat die Einführung dieser Rahmenwerke das Bewusstsein für die finanziellen Risiken durch Klimawandel, Umweltzerstörung und soziale Instabilität geschärft, wodurch Nachhaltigkeitsaspekte zunehmend als integraler Bestandteil der Risikobewertung gelten. Dies hat zu einem verstärkten Wachstum nachhaltiger Finanzprodukte wie Green Bonds, ESG-Fonds und Impact Investments geführt.

Unternehmen, die nachhaltige Geschäftspraktiken verfolgen und transparente, verlässliche Nachhaltigkeitsberichte vorlegen können, profitieren zunehmend von günstigeren Finanzierungsbedingungen. Kapitalgeber bewerten diese Unternehmen als weniger risikobehaftet, wodurch diese häufig auf ein breiteres Spektrum an Investoren zugreifen und bevorzugt Zugang zu Finanzierungsinstrumenten erhalten, wie beispielsweise Kreditlinien mit Zinserleichterungen. Umgekehrt geraten Unternehmen, die den Anforderungen an Nachhaltigkeit und Transparenz nicht nachkommen, zunehmend unter

Druck. Sie sehen sich höheren Kapitalkosten ausgesetzt, da Investoren und Kreditgeber potenzielle Risiken in Form von Zinsen und Renditeanforderungen einpreisen. Langfristig droht solchen Unternehmen der Ausschluss aus Kapitalmärkten. Dies verstärkt den Lenkungseffekt der europäischen Regulierungen, da Unternehmen einen wirtschaftlichen Anreiz erhalten, ihre Geschäftsmodelle an den Zielen des Europäischen Green Deals auszurichten.

Dementsprechend wird deutlich, dass die Nachhaltigkeitsberichterstattung zukünftig als weitere Entscheidungsgrundlage für den Kapitalmarkt fungiert, die nicht nur Auswirkungen auf die Kapital- bzw. Finanzierungskosten eines Stadtwerkes, sondern vielmehr auf die Beurteilung der Bonität und somit für den Zugang zum Kapitalmarkt hat.

2. Ableitungen aus den Anforderungen

Zunächst lässt sich festhalten, dass die Corporate Governance von Stadtwerken und Energieversorgern in Anbetracht der Anforderungen der Kapitalgeber vor hohem Handlungsbedarf steht.

Eine zentrale Anforderung ist die erweiterte Berichterstattung an Investoren und Kapitalgebern, insbesondere im Hinblick auf Nachhaltigkeitskriterien. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, müssen die Prozesse des Reportings angepasst und das entsprechende Know-How aufgebaut werden. Mit externen Experten können gegebenenfalls anfangs fehlende Ressourcen kompensiert und der Zugang zu Investoren erleichtert werden.

Für Energiewendeprojekte ist ein funktionierendes Risikomanagement entscheidend, da Kapitalgeber nur investieren, wenn Risiken bewertet und gemanagt werden können. Insbesondere kleinere und mittlere Stadtwerke haben oft Defizite in diesem Bereich und können die vom Bundesgerichtshof entwickelten Anforderungen an die Managementsysteme nicht erfüllen.

In vielen Stadtwerken sind interne Kontrollsysteme unzureichend, was Investoren zunehmend kritisch sehen. Um die Anforderungen des Kapitalmarktes zu erfüllen und um den Zugang zu Finanzierungsinstrumenten sicherzustellen, müssen Stadtwerke die internen Kontrollprozesse auf die Herausforderungen der Energiewende und nachhaltige Geschäftspraktiken ausrichten. Kapital- bzw. Finanzierungskosten, die Beurteilung der Bonität und der Zugang zum Kapitalmarkt werden zukünftig vermehrt durch das Risikomanagement der Transformation festgelegt.

Die Anforderungen des Kapitalmarktes wurden im Rahmen einer jahrzehntelangen Fortentwicklung durch die Aufsichtsbehörden, die Rechtsprechung und die Investoren selbst entwickelt. Daher kann nicht damit gerechnet werden, dass diese Anforderungen durch die kurzfristige Änderung von Gesetzen abbedungen werden. Vielmehr wird der Kapitalmarkt dahingehend ausgestaltet werden, dass Investitionen zunehmend in nachhaltigere und risikoärmere Projekte fließen. Die Einhaltung dieser Anforderungen ist daher existenziell für die Unternehmen, welche auf entsprechende Mittel angewiesen sind.

Impressum

Hrsg.: Die BBH-Gruppe

Ansprechpartner: Thomas Straßer, Tobias Segenberger

Titelbild: KI generiert @freepik.com