



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Volkswirtschaftsdepartement EVD
Preisüberwachung PUE

Schweizer Gasmarkt und Kosten des Netzzugangs

Ermittlung der risikogerechten
Kapitalverzinsung für
schweizerische Gasnetze

Erste Fassung

Bern, November 2011

Andrea Zanzi

Fachbereich Energie und Telekommunikation



Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	1
Zusammenfassung.....	2
Einleitung	3
1 Der Gassektor in der Schweiz.....	4
1.1 Heutiges Umfeld im Schweizer Energiebereich und erwartete Entwicklung des Gassektors	4
1.2 Regulierungsstruktur des Gassektors in der Schweiz	4
1.3 Versorgungsstruktur von Erdgas in der Schweiz.....	6
1.4 Entwicklung der Erdgasversorgung in der Schweiz.....	7
1.5 Die Erdgasversorgung gehört in der Schweiz nicht zur obligatorischen Grundversorgung	9
1.6 Die Preisüberwachung und die Gasversorgung in der Schweiz.....	10
2 Methode.....	12
2.1 Einleitende Überlegungen.....	12
2.2 Gas und Elektrizität: Welche Unterschiede gibt es?	12
2.3 Weighted Average Cost of Capital (WACC)	13
2.4 Komponenten der WACC-Berechnung.....	14
2.5 Parameter der WACC-Berechnung	15
3 Berechnung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Gasnetzbetreiber	16
3.1 Eigenkapitalrendite	16
3.1.1 Risikoloser Zinssatz.....	16
3.1.2 Rendite auf dem Marktportfolio und Marktrisikoprämie.....	16
3.1.3 Beta.....	17
3.2 Verzinsung des Fremdkapitals.....	19
3.3 Aufteilung zwischen Eigenkapital und Fremdkapital.....	20
3.4 Gewinnsteuersatz	22
3.5 Weitere Aspekte bei der Ermittlung des WACC	22
3.5.1 Reale oder nominale Zinsen?.....	23
3.5.2 Berücksichtigung der Steuern und Abgaben	23
3.6 Zusammenfassung der Parameter zur Ermittlung der risikogerechten Eigenkapitalverzinsung der schweizerischen Gasnetzbetreiber	23
4 Die risikogerechte Kapitalverzinsung im internationalen Vergleich	25
Literatur	28
Gesetzestexte, Verordnungen und Botschaften	29



Abkürzungsverzeichnis

AEEG:	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (Regulator in Italien)
BFE:	Bundesamt für Energie
BFS:	Bundesamt für Statistik
BNetzA:	Bundesnetzagentur (Regulator in Deutschland)
CAPM:	Capital Asset Pricing Model
CER:	Commission for Energy Regulation (Regulator in Irland)
CRE:	Commission de Régulation de l'Energie (Regulator in Frankreich)
CREG:	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (Regulator in Belgien)
DTe:	Netherlands Office of Energy Regulations (Regulator in den Niederlanden)
EICom:	Elektrizitätskommission (Regulator in der Schweiz)
EMV:	Energiamarkkinvirasto (Regulator in Finnland)
ERU:	Energy Regulatory Office (Regulator in der Tschechischen Republik)
GVU:	Gasversorgungsunternehmen
HEO:	Hungarian Energy Office (Regulator in Ungarn)
KG:	Kartellgesetz
KSDL:	Koordinationsstelle Durchleitung
Nemo:	Netznutzungsmodell
NVE:	Norges vassdrags- og energidirektorat (Regulator in Norwegen)
OFGEM:	Office of Gas and Electricity Markets (Regulator in Grossbritannien)
PUE:	Preisüberwachung
PüG:	Preisüberwachungsgesetz
RLG:	Rohrleitungsgesetz
SNB:	Schweizerische Nationalbank
STEM:	Swedish Energy Agency (Regulator in Schweden)
StromVG:	Stromversorgungsgesetz
StromVV:	Stromversorgungsverordnung
VSE:	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
VSG:	Verband der Schweizerischen Gasindustrie
WACC:	Weighted Average Cost of Capital (gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz)
WEKO:	Wettbewerbskommission



Zusammenfassung

Einer der Schlüsselfaktoren zur Bestimmung eines adäquaten Netznutzungsentgelts für die Gasdurchleitung sind die Kapitalkosten. Ziel des vorliegenden Dokuments ist es, den risikogerechten Zinssatz für schweizerische Gasnetzbetreiber zu bestimmen und damit einen wesentlichen Beitrag zur Berechnung des Netznutzungsentgelts zu leisten.

In der Schweiz wie auf internationaler Ebene war bezüglich der Verwendung der in diesem Dokument vorgeschlagenen WACC-Methode und des CAPM-Modells in der Branche eine gewisse Einigkeit festzustellen. Bei der konkreten Ausgestaltung bestehen dagegen Differenzen sowohl zwischen der Preisüberwachung und der Branche als auch innerhalb der Branche.

Gestützt auf das Preisüberwachungsgesetz, auf die Entscheidungen europäischer Regulatoren der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft sowie auf die praktische Anwendung der Finanzmarkttheorie in Lehrbüchern und Gutachten für Regulatoren oder Unternehmen der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft hat die Preisüberwachung die Parameter zur Berechnung eines angemessenen Kapitalkostensatzes für die Gasnetzbetreiber festgelegt.

In der folgenden Tabelle ist die Herleitung des risikogerechten Zinssatzes für schweizerische Gasnetzbetreiber zusammenfassend dargestellt:

Risikoloser Zinssatz	2,32 %
Debt Premium	0,55 %
Fremdkapitalkosten vor Steuern	2,87 %
Fremdkapitalkosten nach Steuern	2,32 %
Fremdkapitalanteil	60 %
Marktrisikoprämie	3,90 %
Asset Beta	0,40
Equity Beta	1,00
Eigenkapitalrendite vor Steuern	7,70 %
Eigenkapitalrendite nach Steuern	6,22 %
Gewinnsteuersatz des Unternehmens	19,2 %
Vorsteuer-WACC	4,81 %
Nachsteuer-WACC	3,88 %
«Vanilla»-WACC	4,21 %

Tabelle 1: WACC-Berechnung für schweizerische Gasnetzbetreiber

Diese Berechnung entspricht dem Stand per August 2011. Da sich verschiedene Komponenten mit der Zeit ändern, muss der WACC-Satz in der konkreten Anwendung jeweils neu berechnet werden.

Die ermittelten Werte des Vorsteuer-, Nachsteuer- und «Vanilla»-WACC sind aus den folgenden Gründen angemessen:

- Die verwendete Methode ist konsistent und wird heute von den meisten europäischen Regulatoren in der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft angewendet.
- Die Werte der Parameter sind gut fundiert. Ihre Festlegung erfolgte unter Beizug der gesetzlichen Regelungen, der regulatorischen Praxis in Europa und der wissenschaftlichen Literatur.
- Die Werte für den Nachsteuer- und den «Vanilla»-WACC sind im Vergleich mit denjenigen der europäischen Regulatoren der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft plausibel.



Einleitung

Im Dezember 2006 hat die Preisüberwachung die Studie «Netznutzungsentgelte: Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Elektrizitätsnetzbetreiber» (PUE, 2006) veröffentlicht. In dieser Studie wurden die Parameter zur Berechnung eines angemessenen Kapitalkostensatzes für die Elektrizitätsnetzbetreiber anhand der Methode des gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (WACC-Methode) festgelegt. Die meisten europäischen Regulatoren im Bereich der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft verwenden den WACC zur Ermittlung des risikogerechten Zinssatzes. Die WACC-Methode berücksichtigt, dass Firmen zu ihrer Finanzierung eine Mischung aus Eigen- und Fremdkapital verwenden und deren Zinssätze im Normalfall unterschiedlich sind.

Seit dem Inkrafttreten des Bundesgesetzes über die Stromversorgung (StromVG) und der entsprechenden Verordnung (StromVV) im Jahr 2008 verwendet die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) zur Berechnung des Zinssatzes für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte das von der Preisüberwachung vorgeschlagene Modell. Gestützt auf Ihre Praxis zur Herleitung des Kapitalkostensatzes (WACC) für die Strom-, Trinkwasser-, Abwasser- und TV-Netze hat die Preisüberwachung ein Berechnungsmodell für die Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Gasnetzbetreiber erarbeitet, das den Besonderheiten des Gasbereichs Rechnung trägt.

Eine notwendige Voraussetzung für die korrekte Anwendung dieser Methode ist, dass die Unternehmen sich zu Marktbedingungen finanzieren. Die Preisüberwachung behält sich das Recht vor, die in diesem Bericht festgelegten Parameter anzupassen oder andere Berechnungsmethoden für die Kapitalverzinsung zu verwenden, wenn die Gasnetzbetreiber aufgrund ihrer besonderen Situation (Grösse, Eigentumsverhältnisse) von besseren als den am Markt gebotenen Finanzierungsbedingungen profitieren (zinslose Darlehen, Gratiskapital von Genossenschaftlern, Direktfinanzierung der Investitionen durch die Gemeinden usw.).

Der Zeitpunkt für die Veröffentlichung dieser Studie ist günstig, denn die neue Energiestrategie in der Schweiz sieht den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie und die Förderung der erneuerbaren Energien vor, was auch für den Gassektor neue Perspektiven eröffnet. Gas ist nämlich die fossile Energiequelle, die die Umwelt hinsichtlich der CO₂-Produktion am wenigsten belastet. Mittelfristig ist daher ein starkes Wachstum des Gasverbrauchs in der Schweiz zu erwarten, insbesondere dank der Entwicklung von Gaskombikraftwerken und der zunehmenden Verbreitung von Gas als Treibstoff.

Die Studie gliedert sich in zwei Teile: Im ersten Teil (Kapitel 1) wird der Gassektor in der Schweiz und dessen Regulierung vorgestellt. Der zweite Teil (Kapitel 2-4) widmet sich der Herleitung der risikogerechten Kapitalverzinsung für schweizerische Gasnetze.



1 Der Gassektor in der Schweiz¹

1.1 Heutiges Umfeld im Schweizer Energiebereich und erwartete Entwicklung des Gassektors

Aufgrund der Ergebnisse der UVEK-Analyse zu den Energieperspektiven nach dem verheerenden Erdbeben in Japan und den Schäden der Atomreaktoren von Fukushima hat der Bundesrat am 25. Mai 2011 einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Dieser Entscheidung wurde am 8. Juni 2011 vom Nationalrat und am 28. September vom Ständerat gutgeheissen. Die bestehenden Kernkraftwerke werden am Ende ihrer Betriebsdauer ersatzlos stillgelegt. Zur Stilllegung der alten Kraftwerke kommt auch ein schrittweiser Wegfall (von 2018 bis 2040) der langfristigen Strombezugsverträge mit Frankreich. Um die Stromversorgung sicherzustellen, setzt der Bund auf Massnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz und auf die Entwicklung der erneuerbaren Energien. Wahrscheinlich wird es nötig sein, die Stromproduktion aus fossilen Brennstoffen weiterzuentwickeln. Dazu müssen Gaskombikraftwerke gebaut werden, die unter dieser Art von Brennstoffen die geringste CO₂-Produktion aufweisen.

Der wahrscheinliche Bau von Gaskombikraftwerken für die Stromproduktion dürfte mittelfristig wesentliche Veränderungen für den Schweizer Gasmarkt zur Folge haben. Abgesehen von der Stromproduktion wurde schon in den Energieperspektiven 2035 des BFE (2007) mit einem moderaten Anstieg des Gasverbrauchs gerechnet, um der Nachfrage des Wärmemarktes zu entsprechen. Längerfristig ist auch ein Anstieg des Verbrauchs von Gas als Treibstoff zu erwarten. In der Schweiz sind heute einige Tausend Bi-Fuel-Fahrzeuge im Verkehr, die mit Gas oder Benzin betrieben werden. Ihre Zahl wird in naher Zukunft voraussichtlich weiter steigen.

Auf europäischer Ebene dürfte die globale Gasnachfrage, vor allem verursacht durch die Stromproduktion, mittelfristig stark ansteigen. Die Umwandlung von Gas zu Strom dürfte weiter an Bedeutung gewinnen, während Kohle und Kernenergie in einer heiklen Lage sind. Laut dem BFE ist Erdgas aus Umweltschutz- wie auch aus politischen Gründen zurzeit die einzige wirtschaftlich tragfähige Option in Europa.

1.2 Regulierungsstruktur des Gassektors in der Schweiz

Der Schweizer Rechtsrahmen unterscheidet zwischen dem Hochdrucknetz (Druck über 5 bar) und dem Niederdrucknetz (Druck unter 5 bar).

Im Hochdruckbereich hat das Schweizer Gesetz stets den Grundsatz der Öffnung des Transportnetzes für Dritte für deren Transitbedürfnisse festgehalten. Artikel 13 des Rohrleitungsgesetzes (RLG) verpflichtet die Betreiber von Hochdrucknetzen, die Transporte von Erdgas für Dritte zu übernehmen, wenn sie technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar sind und wenn der Dritte eine angemessene Gegenleistung anbietet. Über die Hochdruckgasleitungen werden die Gasversorgungsunternehmen und generell die grossen Industriekunden beliefert.

2003 haben Swissgas, die wichtigste Erdgasimporteurin, und die Betreiber der regionalen Hochdrucknetze den Netzzugang durch die Unterzeichnung eines freiwilligen privatrechtlichen Übereinkommens (Branchenvereinbarung) geregelt, in dem die Bedingungen des Netzzugangs für Dritte festgehalten sind. Das Übereinkommen besteht aus drei Transportkoordinations-Vereinbarungen. Die erste bestimmt im regionalen Hochdrucknetz die Allgemeinen Netzbedingungen für Dritte (ANB)², die zweite legt die hauptsächlichen Grundsätze für die Berechnung des Netznutzungsentgelts fest³ und die dritte ermöglicht die Gründung der Koordinationsstelle Durchleitung (KSDL)⁴, die die Anfrage von Dritten entgegennimmt, bearbeitet und als Verbindungsstelle zwischen diesen Dritten und den Betreibern der regionalen Hochdrucknetze fungiert.

¹ Dieses Kapitel basiert auf Informationen des BFE, des VSG, der Swissgas und der Schweizer Presse.

² ANB: http://www.ksdl-erdgas.ch/de/1_1.php

³ Netznutzungsentgelte oder «Briefmarke»: http://www.ksdl-erdgas.ch/de/1_2.php

⁴ KSDL: <http://www.ksdl-erdgas.ch/de/index.php>



Das schweizerische regionale Hochdrucknetz ist in verschiedene Regionen unterteilt. Für jede Region wird ein netzspezifisches Netznutzungsentgelt verrechnet (Regionalbriefmarke). Das Entgelt zur Nutzung des Transitgas-Netztes wird distanzabhängig ermittelt.

Überblick über Entgeltzonen

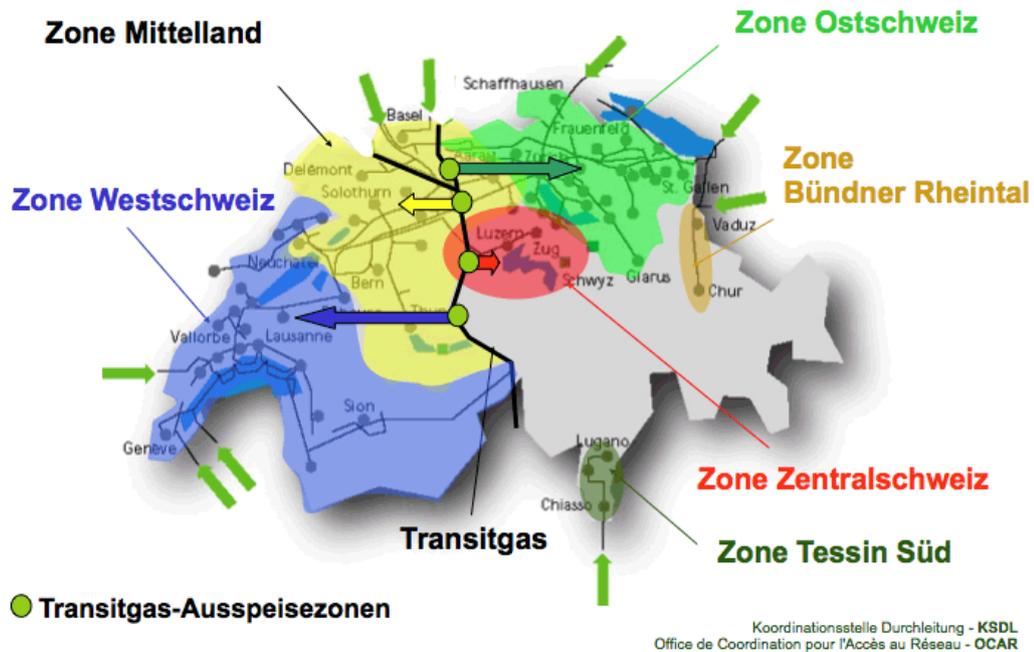


Abbildung 1: Entgeltzonen des Erdgas-Hochdrucknetzes der Schweiz

Die Brancheneinigung erläutert die Modalitäten für den Netzzugang, die in Artikel 13 RLG nicht präzisiert werden, und legt klare und einfache Bedingungen fest. Daher wurde sie sowohl in der Branche als auch vom BFE sehr positiv aufgenommen.

Der Zugang zum Niederdrucknetz wird in Artikel 13 RLG nicht geregelt und es besteht auch keine andere spezifische Regelung. Das Kartellgesetz (KG) und das Preisüberwachungsgesetz (PüG) bilden den allgemeinen Rechtsrahmen, der für solche Netzarten anwendbar ist. Das zwischen Swissgas und den Betreibern der regionalen Hochdrucknetze unterzeichnete Übereinkommen deckt die Niederdrucknetze nicht ab. Um allen Erdgas-Händlern und -Lieferanten einen diskriminierungsfreien Zugang zu den lokalen Netzen zu ermöglichen, hat der VSG daher 2007 das Modell Nemo⁵ erlassen, das die wichtigsten Grundsätze für die Berechnung der Netznutzungsentgelte festlegt. Nemo ist das Ergebnis eines Übereinkommens zwischen den Mitgliedsunternehmen des VSG. Sein Berechnungsmodell trennt die Kosten für den Netzbetrieb von den Kosten der übrigen Aktivitäten. Nemo beruht auf einem distanzunabhängigen Ausspeisemodell, bei dem das Netznutzungsentgelt transaktions-, distanz- und vertragswegeunabhängig berechnet wird.

Die folgende Tabelle zeigt die zuständigen Organe und die Rechtsgrundlagen für beide Gasnetztypen:

⁵ NEMO ist das Akronym für Netznutzungsmodell.



Netztyp	Zuständiges Organ	Rechtsgrundlage
Hochdrucknetz (> 5 bar)	BFE/WEKO PUE (Empfehlungsrecht)	RLG, Art. 13, KG, PüG Selbstregulierung: von Swissgas und den Betreibern der regionalen Hochdrucknetze unterzeichnetes freiwilliges privatrechtliches Übereinkommen
Niederdrucknetz (< 5 bar)	WEKO PUE (Kompetenz für Netztarife)	KG, PüG Selbstregulierung: von VSG erlassenes Modell Nemo

Tabelle 2: Regulierungsstruktur des Gassektors in der Schweiz

1.3 Versorgungsstruktur von Erdgas in der Schweiz

Der Gasbedarf in der Schweiz wird fast vollständig durch den Import über unterirdische Leitungen (Pipelines) gedeckt. Swissgas AG, eine genossenschaftliche Organisation ohne Gewinnzweck, ist die wichtigste Importgesellschaft und kontrolliert 75 % des Marktes. Die Regionalgesellschaften Gasverbund Mittelland AG, Erdgas Ostschweiz AG, Gaznat SA und Erdgas Zentralschweiz AG teilen sich den Rest des Marktes. Swissgas verkauft fast das ganze importierte Erdgas an diese vier Gesellschaften weiter, die ihrerseits die lokalen Gasversorgungsunternehmen (GVU) beliefern.

In der Schweiz gibt es heute über 100 GVU. Die meisten befinden sich im Eigentum öffentlicher Körperschaften, die die Investitionen für den Bau der Versorgungsnetze übernommen haben und auch die wirtschaftlichen Risiken tragen. Aus Gründen der wirtschaftlichen Effizienz und zwecks Nutzung von Synergien organisieren die Gemeinden die Erdgas-, Wasser-, Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung in vielen Fällen in sogenannten Querverbundunternehmen. Es bestehen aber auch mehrere GVU, die sich ausschliesslich mit der Gasversorgung befassen. Die Grösse der GVU ist je nach Unternehmen ganz unterschiedlich: Die sieben grössten GVU decken zusammen 50 %, die 42 kleinsten Werke zusammen nicht einmal 10 % des gesamten Erdgasabsatzes ab.

Entsprechend der föderalistischen Struktur der Schweiz hat sich in der Erdgasindustrie auch eine pluralistisch-dezentrale Struktur herausgebildet. Diese ist durch den Zusammenschluss der GVU in Regionalgesellschaften gekennzeichnet, von denen sie Aktionäre sind. Die Regionalgesellschaften halten ihrerseits Aktien der Swissgas AG. Die Regionalgesellschaften kaufen das Gas bei den Lieferanten aufgrund der Bestellungen der GVU. Die Regionalgesellschaften sind somit nicht gewinnorientiert. Sie bezwecken eine langfristig günstige und sichere Erdgasbeschaffung für die GVU. Das Modell des Erdgassektors in der Schweiz lässt sich wie folgt schematisch darstellen:

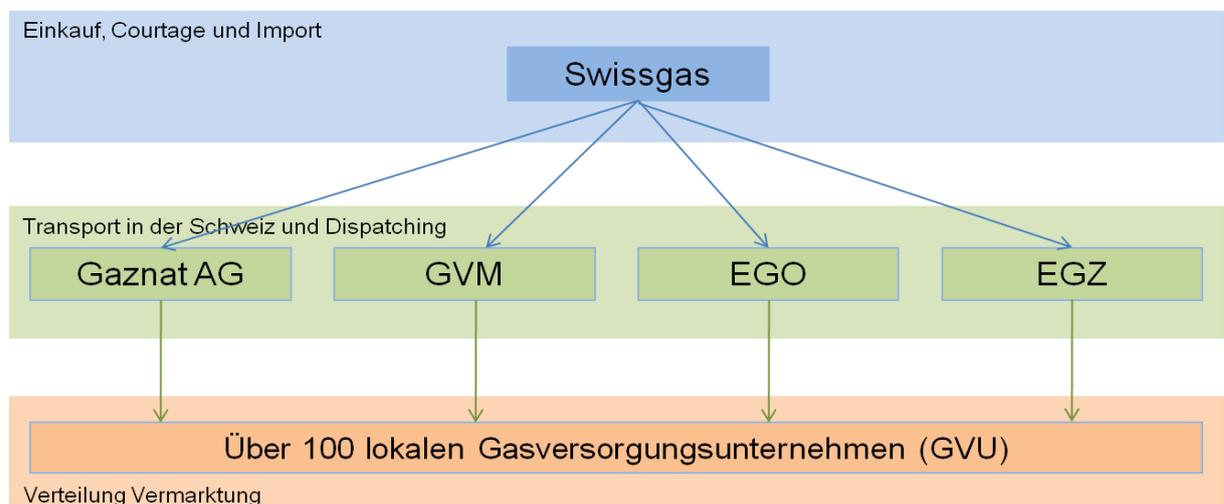


Abbildung 2: Import-, Transport- und Verteilsystem von Erdgas in der Schweiz



Aktivitäten	Hauptakteure	Eigenschaften	Beschreibung
Einkauf Courtage Import	Swissgas AG	Swissgas AG: genossenschaftliche Organisation ohne Gewinnzweck. Eigentümer sind die Gasversorger via Regionalgesellschaften.	Gruppierung der Schweizer Gasnachfrage; Einkauf über langfristige Verträge; Gasimport, Koordination der Einkäufe auf dem Spotmarkt für die Schweizer Gasindustrie.
Transport in der Schweiz Dispatching	Gasverbund Mittelland AG (GVM) Erdgas Ostschweiz AG (EGO) Gaznat SA Erdgas Zentralschweiz AG (EGZ)	Die vier Regionalgesellschaften sind Organisationen ohne Gewinnzweck. Die GVU halten einen Grossteil der Aktien der Regionalgesellschaften.	Portfoliomanagement, Kauf von Zusatzvolumen oder Spezialvolumen für Grosskunden, Betrieb des Hochdrucknetzes, regionaler Transport (inkl. Lagerung) und Steuerung der Gasflüsse (<i>Dispatching</i>).
Verteilung Vermarktung	Über 100 GVU	Die meisten Versorger werden von öffentlichen Körperschaften kontrolliert und viele sind Querverbundunternehmen.	Bau und Betrieb der lokalen Netze, um den Endkunden mit Erdgas zu versorgen; Erweiterung der Netze; Garanten für die Sicherheit des Betriebs und das Funktionieren der bestehenden Netze; Marketing für die Marke Erdgas; Vermarktung und Verrechnung.

Tabelle 3: Struktur der Gasversorgung in der Schweiz

1.4 Entwicklung der Erdgasversorgung in der Schweiz

Laut den Daten des Bundesamtes für Energie (BFE)⁶ stieg der Erdgasverbrauch in der Schweiz zwischen 1970 und 1996 um durchschnittlich rund 11 % pro Jahr. Somit gewann Erdgas unter den Energieträgern der Schweiz zunehmend an Bedeutung. Im letzten Jahrzehnt ging der Zuwachs vor allem witterungsbedingt deutlich zurück (im Durchschnitt +1,5 % pro Jahr).

Heute liegt der Gasanteil am gesamten Schweizer Energieverbrauch bei 12 %. Grösste Verbrauchergruppe sind die Haushalte mit rund 40 % des Gaskonsums, gefolgt von der Industrie mit einem Drittel des Gesamtverbrauchs. Erdgas wird zum grossen Teil zur Produktion von Wärme eingesetzt. Mit der vom Bundesrat beschlossenen Neuorientierung der Energiepolitik dürfte Erdgas jedoch mittelfristig auch eine zunehmende Rolle bei der Stromerzeugung spielen.

In den letzten Jahren hat Erdgas kontinuierlich neue Kunden unter den Haushalten wie auch im Industriesektor gewonnen. Mehrere lokale Versorgungsunternehmen haben ihr Netz erweitert und neue Zonen angeschlossen. Heute besteht das Erdgasversorgungssystem aus einem unterirdischen, über 18 000 km langen Netz.

In den letzten zwei Jahren wurden 22 neue Gemeinden an das Gasversorgungsnetz angeschlossen. Im April 2011 wurden über 1000 Schweizer Gemeinden durch eines der lokalen Gasversorgungsunternehmen mit Erdgas beliefert.⁷ Somit leben über zwei Drittel der Schweizer Bevölkerung in Gemeinden, die mit Erdgas versorgt werden.⁸

⁶ Diese Daten sind auf der Website des BFE (www.bfe.admin.ch) verfügbar.

⁷ Die Liste der an das Gasversorgungsnetz angeschlossenen Gemeinden ist unter folgendem Link verfügbar: <http://www.erdgas.ch/versorgung/transportnetz-schweiz/versorger/>

⁸ Es besteht allerdings keine Garantie, dass alle Einwohner dieser Gemeinden einen Anschluss an das Gasnetz erhalten können.



Von 2006 bis 2010 hat sich der Erdgasverbrauch über der Schwelle von 34 000 Gigawattstunden (GWh) eingependelt, was einem Jahresverbrauch von über 3,4 Milliarden m³ Erdgas entspricht. Mit einem Verbrauch von knapp 39 000 GWh ist 2010 das Rekordjahr im Erdgassektor. Die Wintertemperaturen und die Wirtschaftskonjunktur können Verbrauchsschwankungen von einem Jahr zum anderen verursachen.

In den letzten Jahren hat der Absatz von Erdgas und Biogas als Treibstoff ebenfalls laufend zugenommen und sich gegenüber 2006 fast verfünffacht. Dieser Trend wird auch durch die Entwicklung der Zahl der mit Erdgas angetriebenen Fahrzeuge auf den Schweizer Strassen bestätigt (3313 im Jahr 2006, fast 10 000 im Jahr 2010). Auch das Tankstellennetz entwickelt sich positiv (126 Tankstellen 2010 gegenüber weniger als 100 im Jahr 2007). Diese positive Entwicklung der Treibstofffunktion des Gases hängt mit dem Inkrafttreten per 1. Juli 2007 der Steuererleichterungen auf Erdgas als Treibstoff und der vollständigen Steuerbefreiung des über das Erdgasnetz verteilten Biogases zusammen, was die Preise dieser Treibstoffe im Vergleich zum Benzin deutlich attraktiver machte.

Aus der Tabelle und Abbildung unten sind einige Zahlen zur Entwicklung des Erdgassektors in der Schweiz in den letzten Jahren ersichtlich:

Jahr	Erdgasverbrauch (GWh pro Jahr)	Ausdehnung des unterirdischen Netzes	Anzahl am Netz angeschlossene Gemeinden	Erdgas-Fahrzeuge	Tankstellen mit Gas-treibstoff	Entwicklung des Absatzes von Biogas-treibstoff
2006	34 966			3313		
2007	34 194			5830	ca. 100	+85 %
2008	36 276		1060	7163	110	+53 %
2009	34 817		1073	8700	119	+28 %
2010	38 893	> 18 000 km	1082	9600	126	+18 %

Tabelle 4: Entwicklung des Erdgassektors in der Schweiz zwischen 2006 und 2010 (Quelle VSG)

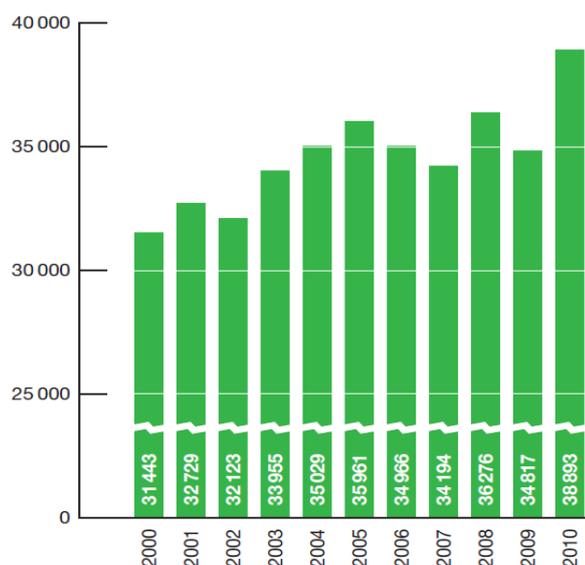


Diagramm 1: Erdgasversorgung in der Schweiz (Bruttoenergieverbrauch in GWh, Quelle: VSG)



1.5 Die Erdgasversorgung gehört in der Schweiz nicht zur obligatorischen Grundversorgung

Im Gegensatz zum Strom gehört die Gasversorgung nicht zur obligatorischen Grundversorgung. Der Entscheid, ob eine Region an ein Gasnetz angeschlossen werden soll, ist Sache der Unternehmen. Vor dem Start eines Netzbau- oder -erweiterungsprojekts beurteilen die Gasversorgungsunternehmen die Verlustrisiken ihrer Investitionen. Nur Projekte, die gewisse wirtschaftliche Rentabilitätskriterien erfüllen, werden realisiert.

Faktoren wie die Bevölkerungsdichte, Industriestandorte und die Geologie spielen eine wichtige Rolle bei der Entwicklung des Schweizer Gasnetzes. Dieses hat sich vor allem in den Regionen mit hoher Bevölkerungsdichte und eher flachem Gelände entwickelt. In den folgenden Abbildungen wird das Gasversorgungsnetz (rechts) mit der Bevölkerungsdichte 2009 (links) verglichen:

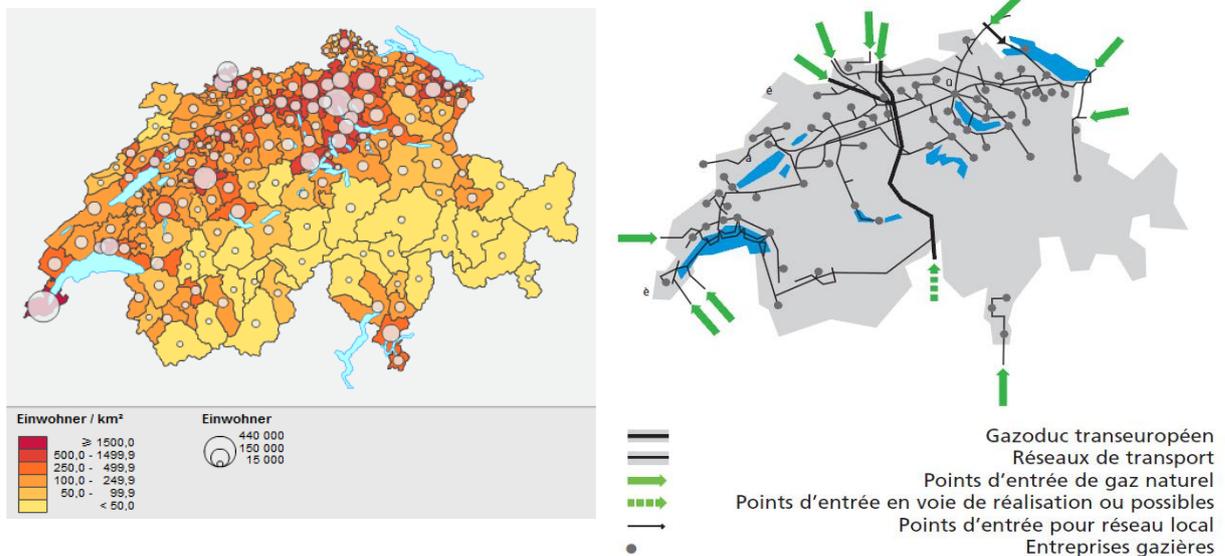


Abbildung 3: Bevölkerungsdichte in der Schweiz 2009 (Quelle: BFS) und Schweizer Erdgasversorgungsnetz (Quelle: VSG)

Um die Unterschiede bei der Gasversorgung zwischen den Schweizer Regionen noch eingehender zu betrachten, haben wir den Anteil der Bevölkerung der verschiedenen Kantone geschätzt, der Zugang zum Gasnetz hat. Dazu haben wir die Liste der im April 2011 an das Erdgasnetz angeschlossenen Schweizer Gemeinden mit den vom Bundesamt für Statistik (BFS) veröffentlichten Bevölkerungsdaten der Gemeinden und Kantone der Schweiz gekreuzt. Die Resultate sind in Tabelle 4 aufgeführt:



Kantone	Bevölkerung pro Kanton am 31.12.2009	Mit Erdgas versorgte Bevölkerung der Schweizer Gemeinden	% der Bevölkerung der mit Erdgas versorgten Gemeinden	Kantone	Bevölkerung pro Kanton am 31.12.2009	Mit Erdgas versorgte Bevölkerung der Schweizer Gemeinden	% der Bevölkerung der mit Erdgas versorgten Gemeinden
Schweiz	7 785 700	5 594 569	72 %				
AG	600 000	381 034	64 %	NW	40 800	0	0 %
AI	15 700	7705	49 %	OW	35 000	0	0 %
AR	53 000	33 353	63 %	SG	474 700	412 841	87 %
BE	974 200	569 912	59 %	SH	75 700	58 091	77 %
BL	272 800	199 047	73 %	SZ	144 700	127 625	88 %
BS	187 900	187 898	100 %	SO	252 700	194 371	77 %
FR	273 200	144 670	53 %	TI	335 700	149 804	45 %
GE	453 300	441 238	97 %	TG	244 800	220 820	90 %
GL	38 500	38 500	100 %	UR	35 300	0	0 %
GR	191 900	53 569	28 %	VS	307 400	164 849	54 %
JU	70 100	21 343	30 %	VD	701 500	616 588	88 %
LU	373 000	225 674	61 %	ZG	110 900	87 788	79 %
NE	171 600	150 636	88 %	ZH	1 351 300	1 107 213	82 %

Tabelle 5: Bevölkerung der durch das Gasnetz versorgten Gemeinden in den Schweizer Kantonen

Die Tabelle zeigt, dass die am wenigsten bevölkerten Regionen mit den meisten geologischen Hindernissen wie der Jura, Uri, die Täler des nördlichen Tessins und ein grosser Teil Graubündens am wenigsten am Gasnetz angeschlossen sind. Im Gegensatz dazu hat in den dicht bevölkerten Regionen des Schweizer Mittellandes wie Genf, Basel-Stadt, Schwyz und Thurgau praktisch die ganze Bevölkerung Zugang zum Erdgasnetz.⁹

1.6 Die Preisüberwachung und die Gasversorgung in der Schweiz

Gemäss Preisüberwachungsgesetz (PüG) kann der Preisüberwacher nur einschreiten, um Preismissbräuche zu verhindern, wenn ein öffentliches oder privates Unternehmen über eine marktmächtige Stellung verfügt.

Gas wird zum grossen Teil für die Versorgung von Heizsystemen verwendet und steht auf dem Wärmemarkt im Wettbewerb mit anderen Energieträgern (Heizöl, Strom). In den meisten Fällen spielt dieser Wettbewerb allerdings nur bis zur Auswahl des Heizsystems. Sobald die Investition in eine Gasheizung einmal getätigt wurde, ist es für den Eigentümer einer Liegenschaft oder einer Fabrik schwierig, das System zu wechseln, ohne es vorher amortisiert zu haben. Ein baldiger Wechsel des Heizsystems könnte sich vielleicht bei einem tiefgreifenden Wandel des Umfelds rechtfertigen, etwa bei einem ausserordentlichen Anstieg des Preises des gewählten Energieträgers oder bei einer radikalen Änderung des Rechtsrahmens, zum Beispiel bei einem Verbot eines als zu umweltschädlich beurteilten Energieträgers.

⁹ Dass eine Gemeinde am Gasnetz angeschlossen ist, bedeutet allerdings nicht, dass alle Einwohner Zugang zum Netz haben können.



In der Schweiz sind nur ein Drittel der Haushalte Eigentümer des genutzten Wohnraumes. Daher sind Interessenskonflikte zwischen den Eigentümern und der Mieterschaft (Principal-Agent-Problematik¹⁰) ziemlich verbreitet. Bei den Heizsystemen führt das Problem des «*Split Incentive*» zu einem Versagen des Wärmemarktes. Die Eigentümer haben nämlich nicht immer genügend wirtschaftliche Anreize, in ein effizienteres Heizsystem zu investieren, da sie die Heizkosten über die Nebenkosten direkt ihrer Mieterschaft belasten können. Auch die Mieterschaft investiert nicht in einen Systemwechsel, da sie nicht unbedingt vorhat, lange genug in derselben Wohnung zu bleiben, um ihre Anfangsinvestition durch Ausgabensenkungen wieder einzuspielen.

Mit anderen Worten können nur Konsumentinnen und Konsumenten mit einem Heizsystem, das mit mehreren Energieträgern genutzt werden kann, von einem gewissen Wettbewerb dieser Energieträger profitieren. Die meisten Haushalte, die rund 40 % des Gasverbrauchs ausmachen, und ein grosser Teil der Industrien, die ihrerseits rund 33 % verbrauchen, verfügen nicht über ein System, das die Nutzung mehrerer Energiequellen ermöglicht.

Somit sind die Gaslieferanten einerseits nicht zur Versorgung verpflichtet und können frei wählen, in welche Netzerweiterungsprojekte sie investieren wollen. Andererseits verfügen sie aufgrund der Eintrittsschranken, die die erforderlichen Investitionen für den Wechsel des Heizsystems einer Liegenschaft oder eines Unternehmens darstellen, über eine natürliche Monopolstellung.

Der Gasmarkt in der Schweiz ist durch Versorgungsmonopole gekennzeichnet und der Preisüberwachung kommen dabei die folgenden Aufgaben zu:

- *Hochdrucknetz (> 5 bar)*: Gemäss dem RLG ist auf rechtlicher Ebene das BFE für diesen Netztyp zuständig. Die Preisüberwachung verfügt über ein Empfehlungsrecht (Art. 15 PüG). Die Beurteilung stützt sich in erster Linie auf die Analyse der von den Unternehmen geltend gemachten Kapital- und Betriebskosten.
- *Niederdrucknetz (< 5 bar)*: Da eine spezifische Regelung fehlt, bilden das KG und das PüG die Rechtsgrundlage. Die WEKO und die Preisüberwachung sind für die Erteilung des Zugangs zu den Niederdrucknetzen zuständig. Wie bei den Hochdrucknetzen stützt sich die Beurteilung der Preisüberwachung in erster Linie auf die Analyse der von den Unternehmen geltend gemachten Kapital- und Betriebskosten für das Gasversorgungsnetz.

Mit dieser Studie soll die risikogerechte Kapitalverzinsung der schweizerischen Gasnetzbetreiber ermittelt werden, um der Preisüberwachung zu ermöglichen, eine auf die spezifischen Gegebenheiten der Branche zugeschnittene WACC-Berechnung durchzuführen.

¹⁰ Das Principal-Agent-Problematik steht im Mittelpunkt der Agenturtheorie, einer der Theorien der Industrieökonomie. Sie bezeichnet eine Gruppe von Problemen, die entstehen, wenn die Handlung eines Wirtschaftssubjekts, das als «Principal» bezeichnet wird, von der Handlung oder der Natur eines anderen Subjekts, dem «Agent», abhängt, über den der Principal nur unvollkommen informiert ist. Es geht dabei also um das Studium der Folgen einer Informationsasymmetrie.



2 Methode

2.1 Einleitende Überlegungen

2006 hat die Preisüberwachung ein Berechnungsmodell für die Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Elektrizitätsnetzbetreiber entwickelt. Dieses Modell, das mit dem Inkrafttreten des StromVG in die StromVV¹¹ übernommen wurde und von der EICom angewandt wird, basiert auf der Methode des gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (WACC-Methode).

Die Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Gasnetzbetreiber in dieser Studie basiert auf dem gleichen Modell, das auch auf den Elektrizitätssektor angewandt wurde. Die sektorunabhängigen Parameter wie der risikolose Zinssatz, die Rendite auf dem Marktportfolio und die Marktrisikoprämie werden aktualisiert und die sektorabhängigen Parameter wie das Beta, die Aufteilung zwischen Eigenkapital und Fremdkapital und die Debt Premium werden den Gegebenheiten des Schweizer Gasmarktes angepasst.

Ziel dieser Studie ist es, den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz der schweizerischen Gasnetzbetreiber per 31. Dezember 2010 zu berechnen, der Branche ein Berechnungsmodell für die Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung zur Verfügung zu stellen und die Preisüberwachung mit einem nützlichen Instrument für die Beurteilung der Kapitalkosten im Rahmen ihrer Tarifanalysen auszustatten. Um den bestehenden Ermessensspielraum bei der Festlegung der verschiedenen Parameter des WACC einzugrenzen, ist es laut Preisüberwachung wichtig, dass das Verfahren für die Festlegung der Berechnungsparameter über längere Zeit gleich gehandhabt wird.

Eine notwendige Voraussetzung für die korrekte Anwendung dieser Methode besteht darin, dass die Unternehmen sich zu Marktbedingungen finanzieren. Die Preisüberwachung behält sich das Recht vor, die in diesem Bericht festgelegten Parameter anzupassen oder andere Berechnungsmethoden für die Kapitalverzinsung zu verwenden, wenn die Gasnetzbetreiber aufgrund ihrer besonderen Situation (Grösse, Eigentumsverhältnisse) von besseren als den am Markt gebotenen Finanzierungsbedingungen profitieren (zinslose Darlehen, Gratiskapital von Genossenschäftern, Direktfinanzierung der Investitionen durch die Gemeinden usw.).

2.2 Gas und Elektrizität: Welche Unterschiede gibt es?

Wir haben uns die Frage gestellt, ob der Gas- und der Elektrizitätssektor dieselben Merkmale aufweisen. Auf den ersten Blick scheinen die Gasversorgung und die Stromversorgung viel gemeinsam zu haben. Beide Energieformen müssen über Verteilnetze transportiert werden. Beide Netze profitieren von einer Monopolstellung. So könnte man denken, dass die Entgelte für die Nutzung des Gasnetzes jenen für das Elektrizitätsnetz entsprechen würden. In Wirklichkeit bestehen jedoch mehrere Unterschiede zwischen diesen beiden Sektoren:

- Im Gegensatz zu Strom ist Erdgas in all seinen Anwendungen austauschbar. Erdgas wird hauptsächlich im Wärmemarkt verwendet. Der Gasmarkt steht dabei im Wettbewerb mit anderen Energieträgern wie Erdöl oder Heizöl, während Strom in vielen Anwendungen eine Monopolstellung genießt.
- Die Produktionsstandorte und die Orte des Verbrauchs von Gas sind oft weit voneinander entfernt, was kostspielige Infrastrukturen erfordert. In der Regel sind die Distanzen bei Strom weniger gross.
- Für die Preisfestsetzung haben mehrere Länder Strombörsen eingerichtet, dagegen bestehen nur wenige Gasbörsen. In diesem Sektor werden die Preise oft auf der Grundlage langfristiger Lieferverträge festgelegt.
- Im Gegensatz zur Elektrizität gehört die Gasversorgung in der Schweiz nicht zur obligatorischen Grundversorgung. Der Entscheid, ob eine Region an ein Gasnetz angeschlossen wird, ist Sache der Unternehmen.

¹¹ Für weitere Informationen siehe: Bundesamt für Energie: Stromversorgungsverordnung; Erläuternder Bericht zum Vernehmlassungsentwurf vom 27. Juni 2007. S. 12-13.



- In Europa kommt Gas im Gegensatz zum Strom von einer beschränkten Zahl von Quellen und Lieferanten. Strom ist zudem eine Sekundärenergie, die sich aus verschiedenen Primärquellen herstellen lässt. Die Schweiz erzeugt kein Gas, während sie beim Strom weitgehend selbstversorgend ist.
- Die Gasproduktion ist im Gegensatz zum Strom bei starken Nachfrageschwankungen nicht flexibel. Daher müssen für das Gas Lagerungskapazitäten vorgesehen werden, die in der Mehrzahl der Fälle von den ausländischen Lieferanten bereitgestellt werden, was zu höheren Preisen führt.

Angesichts der Besonderheiten der beiden Sektoren können sich die Marktentwicklung, die Finanzierungsstruktur der Versorgungsunternehmen und die sektorspezifische Risikowahrnehmung unterscheiden. Empirische Studien zeigen zum Beispiel, dass das Asset Beta des Gassektors in der Regel niedriger ist als das Beta des Stromsektors (Damodaran, 2011; Nera, 2008; KPMG, 2004). Unserer Auffassung nach ist daher eine eigenständige Analyse der Netznutzungsentgelte für den Gassektor gerechtfertigt.

2.3 Weighted Average Cost of Capital (WACC)

Die Methode des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (WACC-Methode) wird heute von den meisten europäischen Regulatoren im Bereich der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft zur Ermittlung des risikogerechten Zinssatzes verwendet. Die WACC-Methode berücksichtigt, dass Firmen zu ihrer Finanzierung eine Mischung aus Eigen- und Fremdkapital verwenden und deren Zinssätze im Normalfall unterschiedlich sind. Je nach Behandlung der Unternehmenssteuer werden Vorsteuer-, Nachsteuer- und «Vanilla»-WACC unterschieden:

Der **Nachsteuer-WACC** ist die für die Investoren relevante Grösse, da er die Unternehmenssteuern und die steuerlichen Abzugsmöglichkeiten der Fremdkapitalzinsen berücksichtigt:

$$\text{Nachsteuer-WACC} = r_e * \frac{EK}{EK + FK} + r_d * (1 - t_c) * \frac{FK}{EK + FK}$$

Der «**Vanilla**»-WACC ist eine Variante des Nachsteuer-WACC, bei dem die Steuern zu ihrem wirklichen Ansatz anderweitig (z. B. bei den Betriebskosten) berücksichtigt sind und nicht als Prozentsatz des Vorsteuergewinns (EBIT) berechnet werden:

$$\text{«Vanilla»-WACC} = r_e * \frac{EK}{EK + FK} + r_d * \frac{FK}{EK + FK}$$

Der **Vorsteuer-WACC** ist quasi eine «Aufblähung» des Nachsteuer-WACC, um die Steuerschuld explizit einzubauen:

$$\text{Vorsteuer-WACC} = \text{Nachsteuer-WACC} / (1 - t_c)$$

wobei

- EK = Eigenkapital des Unternehmens
- FK = Verzinsliches Fremdkapital des Unternehmens
- r_e = Nachsteuerertrag auf dem Eigenkapital
- r_d = Bruttokosten des Fremdkapitals
- t_c = Gewinnsteuersatz des Unternehmens

Entsprechend der für das Elektrizitätsnetz verwendeten Methode wählt die Preisüberwachung den nationalen risikolosen Zinssatz und den schweizerischen Aktienmarkt als Berechnungsgrundlage.



Um eine doppelte Verzinsung des Eigenkapitals zu vermeiden, setzt die WACC-Berechnung voraus, dass keine zusätzlichen Gewinne an die Eigentümer verteilt werden.¹²

2.4 Komponenten der WACC-Berechnung

Für die Berechnung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Gasnetzbetreiber mit der WACC-Methode sind die beiden Hauptkomponenten dieser Methode zu beurteilen: die Eigenkapitalrendite und die Verzinsung des Fremdkapitals.

In Übereinstimmung mit den meisten europäischen Regulatoren der Elektrizitäts- und Gasmärkte sowie mit dem VSG und der EICOM wird die Eigenkapitalrendite anhand des Capital Asset Pricing Model (CAPM) berechnet.

Das CAPM beschreibt die Relation zwischen dem Risiko und der vom Markt erwarteten Rendite einer Investition (nach Unternehmenssteuern) und entspricht der folgenden Formel:

$$E(r_e) = E(r_f) + \beta(E(r_m) - E(r_f))$$

wobei

$E(r_e)$ = erwarteter Nachsteuerertrag auf dem Eigenkapital

$E(r_f)$ = erwartete risikolose Rendite

$E(r_m)$ = erwartete Marktrendite

$E(r_m) - E(r_f)$ = erwartete Marktrisikoprämie; Zuschlag zur risikolosen Rendite, den die Investoren für das Halten des Marktportfolios verlangen

β = Mass für das systematische bzw. das nicht diversifizierbare Risiko der Anlage im Verhältnis zur Marktrendite.

Mit dem CAPM wird also der risikogerechte bzw. marktübliche Ertrag auf dem Eigenkapital ermittelt und damit die Frage beantwortet, wie hoch der «angemessene Gewinn» gemäss Preisüberwachungsgesetz (Art. 13 Abs. 1 Bst. B PüG) sein soll.

Die Grundüberlegung des CAPM ist, dass Investoren ihr Risiko durch den Kauf von alternativen Anlagen diversifizieren können. Das durch das Beta (β) erfasste nicht diversifizierbare Risiko gibt den Zusammenhang zwischen dem Risiko dieser Investition und dem Risiko des Marktportfolios an. Das Beta der Investition i entspricht der folgenden Formel:

$$\beta_i = \frac{\text{cov}(r_i, r_m)}{\text{var}(r_m)}$$

wobei

r_i = Rendite auf der Investition i

Die Verzinsung des Fremdkapitals $E(r_d)$ kann als Summe des risikolosen Zinssatzes und eines Zuschlags, einer sogenannten Debt Premium, dargestellt werden.

$$E(r_d) = E(r_f) + \text{Debt Premium}$$

Im Gegensatz zu den für die Bestimmung des risikolosen Zinssatzes verwendeten Bundesobligationen berücksichtigt die Debt Premium die Tatsache, dass Darlehen an Unternehmen einem Insolvenzrisiko unterliegen. Dieses hängt von diversen Faktoren wie zum Beispiel der Branche, dem Fremdkapitalanteil und den Ertragsschwankungen des Unternehmens ab.

Die WACC-Berechnung erfordert zudem die Bestimmung der Aufteilung zwischen Eigenkapital und Fremdkapital der Gasversorgungsunternehmen und der Gewinnsteuersätze der Schweizer Unternehmen.

¹² Zum Beispiel Gewinnablieferungen an die Gemeinden, Lieferung von verbilligtem Gas für die Gemeinde oder den öffentlichen Verkehr usw.



2.5 Parameter der WACC-Berechnung

Jede Komponente des Modells für die WACC-Berechnung setzt sich aus mehreren Parametern zusammen. Der risikolose Zinssatz, die Rendite auf dem Marktportfolio und die Markttrisikoprämie sind sektorunabhängige Parameter und werden anhand derselben Methoden bestimmt, die für die WACC-Berechnung der schweizerischen Elektrizitätsnetzbetreiber verwendet werden.¹³

Das Beta des Gassektors, die für den Sektor geschätzte Aufteilung zwischen Eigenkapital und Fremdkapital und der Zuschlag zum risikolosen Zinssatz (Debt Premium) sind Parameter, die sich von einer Branche zur anderen unterscheiden können. Für den Gasversorgungssektor werden diese Parameter gestützt auf die Entscheidungen europäischer Regulatoren der Gaswirtschaft, auf die bestehende wissenschaftliche Literatur in diesem Bereich, auf Studien mehrerer Beratungsunternehmen in der Schweiz und in Europa sowie auf die praktische Anwendung der Finanzmarkttheorie berechnet.

Tabelle 5 zeigt die von der Preisüberwachung angewandte Methode zur Bestimmung aller notwendigen Parameter für die WACC-Berechnung des Schweizer Gasnetzes:

Komponenten	Parameter	Sektor-unabhängig/abhängig	Verfahren für die Berechnung der Parameter
Risikogerechte Eigenkapitalrendite	Risikolose Rendite – $E(r_f)$	Unabhängig	Von der PUE (2006) entwickelte Methode, die von der EICom im Rahmen des StromVG angewandt wird
	Erwartete Marktrendite – $E(r_m)$	Unabhängig	Von der PUE (2006) entwickelte Methode, die von der EICom im Rahmen des StromVG angewandt wird
	Beta	Abhängig	Schätzung für den Schweizer Gassektor
Verzinsung des Fremdkapitals	Risikolose Rendite – R_f	Unabhängig	Von der PUE (2006) entwickelte Methode, die von der EICom im Rahmen des StromVG angewandt wird
	Debt Premium	Abhängig	Schätzung für den Schweizer Gassektor
Steuern	Unternehmensgewinnsteuersatz	Unabhängig	Beobachtung der in der Schweiz angewandten Steuersätze
Aufteilung zwischen Eigenkapital und Fremdkapital	Eigenkapital (% der Aktiven des Unternehmens)	Abhängig	Schätzung für den Schweizer Gassektor
	Fremdkapital (% der Aktiven des Unternehmens)	Abhängig	Schätzung für den Schweizer Gassektor

Tabelle 6: Verfahren für die Berechnung der Parameter des gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes der Schweizer Gasnetze.

¹³ Gemäss dem 2006 von der Preisüberwachung entwickelten Modell, das seit Inkrafttreten des StromVG von der EICom angewandt wird.



3 Berechnung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Gasnetzbetreiber

3.1 Eigenkapitalrendite

Um das Capital Asset Pricing Model (CAPM) für die Berechnung der Eigenkapitalrendite anzuwenden, müssen der risikolose Zinssatz, die Rendite auf dem Marktportfolio, die Marktisikoprämie und das Beta des Sektors bestimmt werden.

3.1.1 Risikoloser Zinssatz

Der risikolose Zinssatz ist ein Mass für die erwartete Rendite einer Investition in eine risikolose Anlage. Er ist ein wesentlicher Parameter für die Bestimmung des WACC, da sich seine Veränderung direkt im gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz niederschlägt.

Bei der Ermittlung der Nutzungsentgelte des Gasnetzes verwendet die Preisüberwachung gemäss ihrer für das Elektrizitätsnetz entwickelten Methode zur Berechnung des risikolosen Zinssatzes den Durchschnitt der letzten fünf Jahre der Kassazinssätze der Bundesobligationen mit einer Laufzeit von zehn Jahren gemäss Statistischem Monatsheft der Schweizerischen Nationalbank.

Die Mehrzahl der europäischen Regulatoren und die Experten in diesem Bereich sind sich einig, dass zur Festlegung des Zinssatzes für längerfristige Investitionen der Satz mehrjähriger Regierungsanleihen heranzuziehen ist. Dagegen wird die Aktualität des Zinssatzes weiterhin heftig diskutiert. Aus theoretischer Sicht ist der heutige Wert der beste Prognosewert für die Zukunft. Daher wäre der aktuelle Zinssatz und nicht ein historischer Durchschnittswert zu verwenden. Für einen Durchschnitt spricht hingegen, dass er stabiler ist als die volatilere aktuellen Werte und so der WACC geglättet bzw. verstetigt wird. Entsprechend werden auch die hier schliesslich interessierenden Netznutzungsentgelte über die Zeit weniger variieren. In der Praxis der europäischen Regulierungsbehörden sind mehrjährige Durchschnittswerte nicht unüblich.

In der Schweiz empfiehlt der VSG in seinen Branchen-Standards für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen (VSG 2007) die von der Preisüberwachung (PUE 2006) beschriebene Methode. Die Preisüberwachung verwendet diese Methode auch für die WACC-Berechnung für die Sektoren der Trinkwasserversorgung, der Abwasserentsorgung und der Telekommunikation.

3.1.2 Rendite auf dem Marktportfolio und Marktisikoprämie

Die Marktisikoprämie ($E(r_m) - E(r_f)$) misst die erwartete Renditeabweichung zwischen dem Gesamtmarkt und der risikolosen Anlage. Sie erlaubt die Bestimmung der durchschnittlichen zusätzlichen Entschädigung zur risikolosen Verzinsung, die die Investoren für das Risiko eines Portfolios aller Titel des Marktes erwarten. Die Mehrheit der Nutzer des CAPM-Modells verwenden oft historische Werte (Ex-Post-Ansatz): für das Marktisikoprämie die Indizes der Referenzmärkte und für die risikolosen Anlagen die langfristigen Zinssätze der Staatsobligationen.

Zur Berechnung der Marktisikoprämie verwendet die Preisüberwachung dieselben Kriterien wie zur Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Elektrizitätsnetzbetreiber (PUE, 2006):

1. **Historische Werte:** Die jährlich von der Bank Pictet & Cie (Pictet 2010) veröffentlichten Daten zur Performance der Aktien und Obligationen in der Schweiz werden für die Berechnung der Marktisikoprämie verwendet. Die Datenreihe geht bis ins Jahr 1926 zurück.
2. **Risikoloser Zinssatz:** Zum jährlich im Bericht der Bank Pictet & Cie veröffentlichten Zinssatz addiert die Preisüberwachung 64 Basispunkte, um den Unterschied zwischen der von Pictet verwendeten Rendite der Obligationen von Schweizer Schuldner und der von der Preisüberwachung verwendeten Rendite der Bundesobligationen zu kompensieren.¹⁴

¹⁴ Ausführliche Erklärungen zu diesem Thema sind im Kapitel 2.2.2 der Studie «Netznutzungsentgelte» (PUE, 2006) zu finden.



3. **Renditeberechnung:** Die Preisüberwachung wie auch die Bank Pictet verwenden zur Durchschnittsbildung sowohl für die Obligationen als auch für die Aktienrenditen das geometrische Mittel.¹⁵

Zur Berechnung der Marktrisikoprämie verwendet die Preisüberwachung also das geometrische Mittel der Marktrisikoprämien gemäss den Daten von Pictet seit 1926. Dazu addiert werden 64 Basispunkte, um die unterschiedliche Berechnung des risikolosen Zinssatzes zu berücksichtigen.

In der Schweiz empfiehlt der VSG in seinen Branchen-Standards für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen (VSG 2007) die Verwendung der historischen Werte und des risikolosen Zinssatzes analog zur Preisüberwachung. Bei der Renditeberechnung wendet der VSG jedoch anstelle des geometrischen Mittels den Durchschnitt zwischen dem geometrischen und dem arithmetischen Mittel an.

3.1.3 Beta

Das Beta (β) ist ein Volatilitäts- oder Sensitivitätskoeffizient, der die bestehende Relation zwischen den Wertschwankungen eines Titels oder einer Branche und den Marktschwankungen angibt und damit das verbleibende nicht diversifizierbare Risiko einer Anlage misst. Im Gegensatz zu den Erwägungen zur Marktrisikoprämie oder zum risikolosen Zinssatz ist es firmen- oder branchenspezifisch zu ermitteln.

In der Regel wird das Beta empirisch anhand historischer Werte eruiert (Ex-post-Ansatz) und berechnet sich durch die Regression der Rendite eines Titels oder einer Branche mit der Rendite des Gesamtmarktes.

Das Beta einer Branche kann empirisch durch den Vergleich der Betas der Unternehmen dieser Branche bestimmt werden. Um einen sinnvollen Vergleich anzustellen, müssen die Equity Betas der beobachteten Unternehmen um ihren Fremdkapitalanteil korrigiert werden, um ein «Asset» oder «Unlevered» Beta zu erhalten. Mit anderen Worten werden die Betas der Unternehmen angepasst, als ob alle Unternehmen vollständig mit Eigenkapital finanziert würden. Unter der üblichen Annahme, dass das Beta der Schuld null sei, kann das Asset Beta anhand der Vereinfachung von Miller der Modigliani-Miller-Formel¹⁶ berechnet werden, die die Unternehmenssteuern vernachlässigt:

$$Asset \beta = \frac{Equity \beta}{(1 + Leverage)}$$

wobei der «Leverage» als Quotient aus Fremd- und Eigenkapital (FK/EK) definiert ist.

Diese Asset Betas werden anschliessend entsprechend des gewählten Modell-Leverage (Verschuldungsniveau) wieder zu einem Equity Beta umgerechnet, damit das verwendete Equity Beta mit dem unterstellten Eigenkapitalanteil konsistent ist.

Wie bei der Schätzung des Betas der Elektrizitätsnetzbetreiber gibt es in der Schweiz keine börsenkotierten Gesellschaften, die ausschliesslich Gasnetze betreiben. Daher ist eine sinnvolle empirische Berechnung des Asset Betas für diese Branche nicht möglich. Die Preisüberwachung stützt sich auf empirische Analysen im Ausland, die Praxis der europäischen Regulatoren des Elektrizitäts- und des Gasmarktes und auf die Branchen-Standards für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen.

Bei den empirischen Analysen im Ausland schliessen die Studien oft vertikal integrierte Unternehmen oder Querverbundunternehmen mit ein. Die Betas dieser Unternehmen enthalten auch das Risiko anderer Tätigkeiten wie des Gashandels, der Gaserzeugung oder auch anderer Dienste wie Trink-

¹⁵ Ibid.

¹⁶ Die Modigliani-Miller-Formel für die Berechnung des Asset Beta lautet:

$$Asset \beta = \frac{Equity \beta}{(1 + Leverage) * (1 - t_c)}$$



wasser- oder Fernwärmeversorgung. Da im Allgemeinen riskantere Aktivitäten mitberücksichtigt werden, können die Betas dieser Unternehmen etwas höher ausfallen als die Betas der Unternehmen, deren Risiko ausschliesslich mit den Gasverteilungs- und -übertragungsnetzen zusammenhängt.

In ihrer Studie zu den Nutzungsentgelten des Elektrizitätsnetzes (PUE 2006) fand die Preisüberwachung die folgenden Ergebnisse aus empirischen Untersuchungen:

- Ofgem (2004) ermittelt gestützt auf die Zahlen von Wright und Smithers & Co. ein Asset Beta zwischen 0,3 und 0,4.
- Nera (2003) stellt in einer Übersicht Beta-Schätzungen zu verschiedenen Unternehmen der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft dar. Die Asset Betas der europäischen Elektrizitätsunternehmen liegen im Durchschnitt bei 0,35, wobei es sich hier zum Teil um vertikal integrierte Unternehmen handelt.
- CER (2005) weist für zehn europäische Unternehmen für das Asset Beta einen Durchschnitt von 0,42 aus, aber auch hier sind teilweise vertikal integrierte Gesellschaften enthalten.
- Eine von DTE (2005) präsentierte Übersicht über 14 Unternehmen der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft ermittelt je nach Schätzverfahren für die Asset Betas ungewichtete Mittelwerte von 0,23 bzw. 0,35.

Andere empirische Untersuchungen zu den Nutzungsentgelten der Elektrizitäts- und Gasnetze kommen zu folgenden Ergebnissen:

- Im Rahmen einer Studie zu den Nutzungsentgelten der Elektrizitäts- und Gasnetze in Deutschland hat Nera (2008) die Asset Beta der an den europäischen Börsen kotierten Elektrizitäts- und Gasnetzbetreiber über einen Zeitraum von zehn Jahren (1998–2007) untersucht. Dabei kam er auf ein Asset Beta von 0,45 für das Gasnetz und von 0,41 für das Elektrizitätsnetz.
- In einer Studie zum WACC im Energieversorgungssektor Australiens ermittelte KPMG (2004) für sieben Gasversorgungsunternehmen und sechs Elektrizitätsversorgungsunternehmen ein durchschnittliches Asset Beta von 0,51 für die Gasversorgung und 0,425 für die Elektrizitätsversorgung.
- Die Beobachtung von acht in der Elektrizitätsversorgung tätigen europäischen Unternehmen durch die IFBC (2009) während der Periode 2002–2008 weist Beta-Werte zwischen 0,40 und 0,54 aus. In ihrer Studie zur Entschädigung des Risikoniveaus der Netzbetreiber schlägt die IFBC vor, das Beta für drei Jahre auf 0,48 festzulegen.
- In einer von der deutschen Bundesnetzagentur in Auftrag gegebenen Studie zur Ermittlung des notwendigen Zuschlags für die Deckung der Betriebskosten der Elektrizitäts- und Gasnetze ermittelt Frontier Economics (2008) ein Beta von 0,41 für die Periode 2006–2008 und von 0,39 für die Periode 2004–2008. Es handelt sich dabei um Schätzungen anhand des berechneten Durchschnitts einer Stichprobe, die sich ausschliesslich aus Elektrizitäts- und Gasnetzbetreibern («Reine Netzbetreiber») zusammensetzt.
- Damodaran berechnet seit Jahren die Betas für verschiedene Branchen. Das Beta der jeweiligen Branche wird anhand des arithmetischen Mittels der Betas der einzelnen Unternehmen der Branche geschätzt, die anhand der monatlichen Rendite über eine Periode von fünf Jahren berechnet werden. Für die Sektoren Erdgas und Elektrizität weist Damodaran (2011) die folgenden Betas aus:

	Asset Beta			
	2010	2009	2008	2007
Gas (Utility)	0,44	0,42	0,42	0,52
Elektrizität (Utility)	0,45–0,48	0,47–0,49	0,48–0,50	0,61–0,63

Tabelle 7: Asset Beta der Sektoren Gas und Elektrizität (*Utilities*) berechnet von Damodaran zwischen 2007 und 2010

Mehrere empirische Untersuchungen (Damodaran 2011; Nera 2008; KPMG 2004) kommen zum Schluss, dass in der Regel die Asset Betas der Gasnetzbetreiber etwas höher sind als diejenigen der Elektrizitätsnetzbetreiber.



Die europäischen Regulatoren der Gas- und Elektrizitätswirtschaft schlagen die folgenden Asset Betas vor:

Land	Asset Beta	Quelle
Dänemark	0,30–0,50	ERGEG (2007)
Estland	0,4	RIRE (2006)
Finnland	0,3	ERGEG (2007)
Frankreich	0,45	Zelya Energy (2008)
Grossbritannien	0,4	RIRE (2006)
Irland	0,4	ERGEG (2007)
Italien	0,38	ERGEG (2007)
Niederlande	0,23–0,36	ERGEG (2007)
Österreich	0,325	RIRE (2006)
Slowakei	0,3	RIRE (2006)
Tschechische Republik	0,35	ERGEG (2007)
Ungarn	0,49	ERGEG (2007)

Tabelle 8: Asset Betas der europäischen Regulatoren der Gaswirtschaft

Die aus den empirischen Untersuchungen resultierenden Betas sind in der Regel höher als die von den europäischen Regulatoren vorgeschlagenen. Bei den empirischen Untersuchungen schliessen die Studien oft vertikal integrierte Unternehmen oder Querverbundunternehmen ein und enthalten auch die Risiken anderer Aktivitäten wie des Gashandels, der Gaserzeugung oder auch anderer Dienste wie Trinkwasserversorgung oder Fernwärmerversorgung. Die von den europäischen Regulatoren vorgeschlagenen Betas berücksichtigen ausschliesslich das Risiko im Zusammenhang mit der Gasverteilung und dem Gastransport. Da dieses Risiko weniger hoch ist, resultiert auch ein niedrigeres Beta.

In der Schweiz schlägt der VSG in seinen Branchen-Standards für die Ermittlung von Netznutzungs-entgelten in lokalen Erdgasnetzen (VSG 2006) ein Asset Beta von 0,55 vor.

Im Lichte der empirischen Untersuchungen im Ausland und der Praxis der europäischen Regulatoren der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft hält die Preisüberwachung ein Asset Beta von 0,40 für angemessen.

3.2 Verzinsung des Fremdkapitals

Die Verzinsung des Fremdkapitals $E(r_d)$ kann als Summe des risikolosen Zinssatzes $E(r_f)$ und eines Zuschlags, einer sogenannten Debt Premium, dargestellt werden.

Da der **risikolose Zinssatz** gleich berechnet wird und entsprechend denselben Wert annimmt wie im CAPM, kann hier auf Abschnitt 3.1.1 verwiesen werden.

Der als **Debt Premium** bezeichnete Zuschlag zum risikolosen Zinssatz berücksichtigt die Tatsache, dass Darlehen an Unternehmen im Gegensatz zu Bundesobligationen einem Insolvenzrisiko unterliegen. Dieses hängt von diversen Faktoren wie zum Beispiel der Branche, dem Fremdkapitalanteil und den Ertragsschwankungen des Unternehmens ab.

Die europäischen Regulatoren im Gas- und Elektrizitätsbereich schlagen eine Debt Premium zwischen 0,41 % und 1,90 % vor. Die meisten Regulatoren legen Zuschläge zwischen 0,50 % und 0,70 % fest.



Land	Debt Premium	Quelle
Belgien	0,70 %	ERGEG (2007)
Dänemark	0,50–1,25 %	ERGEG (2007)
Finnland	0,60 %	ERGEG (2007)
Frankreich	0,40 %	CRE (2009)
Grossbritannien	1,90 %	ERGEG (2007)
Irland	1,35–1,40 %	IFBC (2009) et ERGEG (2007)
Italien	0,41 %	IFBC (2009) et ERGEG (2007)
Niederlande	0,80 %	ERGEG (2007)
Österreich	0,60 %	IFBC (2009)
Schweden	0,55 %	ERGEG (2007)
Tschechische Republik	0,50 %	ERGEG (2007)
Ungarn	0,50 %	ERGEG (2007)

Tabelle 9: Von europäischen Regulatoren der Gaswirtschaft vorgeschlagene Debt Premium

In der Schweiz schlägt der VSG in seinen Branchen-Standards für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen (VSG 2007) eine Debt Premium von 1 % vor. In ihrer Studie zu den Netznutzungsentgelten schlägt die IFBC (2009) vor, bei der WACC-Berechnung eine Debt Premium von 0,5 % anzuwenden. Letzteren Wert verwenden auch die Preisüberwachung (2006) und die ECom zur Berechnung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Elektrizitätsnetzbetreiber.

Die Preisüberwachung hat die Monatsrenditen der 8-jährigen Bundesobligationen mit den Renditen der Obligationen des Industriesektors (einschliesslich Elektrizität, Gas und Wasser) und des Handels mit derselben Laufzeit über einen Zeitraum von zehn Jahren (von Dezember 2000 bis Dezember 2010) verglichen.¹⁷ Für den untersuchten Zeitraum betragen der Durchschnitts- und der Medianwert der Unterschiede zwischen den Renditen der beiden Obligationenarten 0,68 % respektive 0,66 %. Aufgrund der Krise, die das Finanzsystem ab September 2008 heimgesucht hat, haben sich die *Spreads* zwischen den Bundesobligationen und den Schweizer Unternehmensobligationen stark ausgeweitet. Es dauerte ein Jahr, bis sich die Situation normalisierte. Die Preisüberwachung stellte einen Durchschnitt von 0,63 % und einen Median von 0,58 % der Unterschiede zwischen den Renditen der beiden Obligationenarten fest, wenn man die Periode zwischen September 2008 und August 2009 ausschliesst.

Im Lichte der Praxis der europäischen Regulatoren der Gaswirtschaft und der Beobachtung der Unterschiede zwischen den Renditen der Bundesobligationen und jener der Obligationen des Industriesektors (einschliesslich Elektrizität, Gas und Wasser) und des Handels wendet die Preisüberwachung eine Debt Premium von 0,55 % an.

3.3 Aufteilung zwischen Eigenkapital und Fremdkapital

Zur Berechnung der risikogerechten Kapitalverzinsung eines Unternehmens muss man die Aufteilung zwischen dem Eigenkapital und dem Fremdkapital kennen. Die Kapitalstruktur kann zwischen den verschiedenen Unternehmen erheblich variieren. Dies beeinflusst auch die Steuerbelastung, das Risiko des Eigenkapitaleigners und das Insolvenzrisiko und damit auch die Höhe der Fremdkapitalzinsen.

Die europäischen Regulatoren der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft setzen nicht den tatsächlichen Wert der einzelnen Unternehmen ein, sondern geben einen Modellwert für die Branche vor. Begründet wird dies namentlich mit der Gleichbehandlung der Unternehmen. Gleiche unterstellte Fremdkapitalanteile sind zudem insofern konsistent, als auch für die Debt Premium (vgl. Abschnitt 3.2) ein für die Branche einheitlicher Wert verwendet wird. Tabelle 10 zeigt die von einigen europäischen Ländern für die Berechnung der Kapitalverzinsung der Gasnetzbetreiber vorgeschlagene Kapitalstruktur:

¹⁷ Datenquelle: Statistisches Monatsheft der SNB



Land	Eigenkapital	Fremdkapital	Quelle
Belgien	43 %	67 %	ERGEG (2007)
Dänemark	72 %	28 %	ERGEG (2007)
Estland	50 %	50 %	RIRE (2006)
Finnland	80 %	20 %	ERGEG (2007)
Frankreich	60 %	40 %	CRE (2009)
Grossbritannien	37 %	63 %	ERGEG (2007)
Irland	45 %	55 %	ERGEG (2007)
Italien	56 %	44 %	Putzu (2009)
Niederlande	40 %	60 %	ERGEG (2007)
Österreich	60 %	40 %	RIRE (2006)
Slowakei	80 %	20 %	RIRE (2006)
Tschechische Republik	80 %	20 %	ERGEG (2007)
Ungarn	50 %	50 %	ERGEG (2007)

Tabelle 10: Von europäischen Regulatoren der Gaswirtschaft vorgeschlagene Kapitalstruktur

Die von den europäischen Regulatoren vorgeschlagenen Eigenkapitalanteile variieren stark zwischen den Ländern. Die Bandbreite reicht von 37 % in Grossbritannien bis zu 80 % in Finnland, der Tschechischen Republik und der Slowakei. Zwei Drittel der beobachteten Länder verwenden einen Eigenkapitalanteil zwischen 40 und 60 %, mit dem Argument, dass diese Werte im Durchschnitt die Realität am besten abbilden (wobei es im Einzelfall wesentliche Unterschiede gibt).

Im Rahmen einer Studie zu den Netznutzungsentgelten der Elektrizitäts- und Gasnetze in Deutschland schlägt Nera (2008) für die WACC-Berechnung der Gasversorgung einen Eigenkapitalanteil von 40 % vor. IFBC (2009) gelangt in ihrer Studie zur Entschädigung des Risikos der Netzbetreiber zur selben Empfehlung.

In der Schweiz schlägt der VSG in seinen Branchen-Standards für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte in lokalen Erdgasnetzen (VSG 2006) einen Eigenkapitalanteil von 40% vor.

Die Preisüberwachung hat die Kapitalstruktur von 20 Schweizer Gasversorgungsunternehmen zum Ende des Rechnungsjahres 2009 untersucht.¹⁸ Die Stichprobe setzt sich aus reinen Gaslieferanten zusammen sowie aus Querverbundunternehmen, die auch in der Elektrizitäts-, Fernwärme- oder Wasserversorgung tätig sind.

¹⁸ Schweizer Gasversorgungsunternehmen, die Mitglieder des VSG sind und deren Informationen zur Kapitalstruktur auf der Website des Unternehmens veröffentlicht waren.



Unternehmen	Eigenkapital	Fremdkapital
Erdgas Zürich AG	76 %	24 %
IWB (Industrielle Werke Basel)	38 %	62 %
ewb (Energie Wasser Bern)	58 %	42 %
Sankt Galler Stadtwerke	36 %	61 %
ewl energie wasser luzern	71 %	28 %
Aziende Industriali di Lugano (AIL) SA	26 %	74 %
Energie Thun AG	27 %	73 %
Holdigaz S.A.	32 %	68 %
Gaswerk Einsiedeln AG	36 %	64 %
Seelandgas AG	36 %	64 %
Gasversorgung Romanshorn AG	41 %	59 %
IBB Erdgas AG (IBB Groupe)	63 %	37 %
IBC Energie Wasser Chur	21 %	79 %
SOGAVAL S.A. ¹⁾	29 %	71 %
Regionalwerke AG Baden	59 %	41 %
IBAarau Erdgas AG	84 %	16 %
EW Höfe AG	50 %	50 %
Werke am Zürichsee AG	45 %	55 %
StWZ Energie AG	33 %	67 %
AGE SA	37 %	63 %
Durchschnitt	45 %	55 %
Median	38 %	62 %

¹⁾ Daten für 2010

Quellen: Die Anteile wurden anhand der auf der Website der Unternehmen verfügbaren Daten berechnet.

Tabelle 11: Kapitalstruktur der Schweizer Gasversorgungsunternehmen zum Ende des Rechnungsjahres 2009

Die Betrachtung des Durchschnitts der Stichprobe ergibt eine Kapitalstruktur der Schweizer Gasversorgungsunternehmen von 45 % Eigenkapital und 55 % Fremdkapital. Wenn man den Median als Referenz wählt, ergibt sich eine Aufteilung von 38 % Eigenkapital und 62 % Fremdkapital. Allerdings variieren die Kapitalstrukturen der betrachteten Unternehmen stark.

Entsprechend der Praxis der europäischen Regulatoren setzt die Preisüberwachung nicht den tatsächlichen Wert der einzelnen Unternehmen ein, sondern gibt einen Modellwert für die Branche vor. Gestützt auf die empirischen Untersuchungen im Ausland, die Praxis der europäischen Regulatoren der Gaswirtschaft, den Schweizer Branchenverband sowie eine Stichprobe von Schweizer Unternehmen aus diesem Sektor verwendet die Preisüberwachung einen Eigenkapitalanteil von 40 %.

3.4 Gewinnsteuersatz

Der Gewinnsteuersatz der Schweizer Unternehmen ist teilweise vom Ort des Unternehmenssitzes abhängig. Während die Gewinnsteuer des Bundes in der ganzen Schweiz 8,5 % beträgt, gibt es in den Kantonen und Gemeinden je nach kantonaler Gesetzgebung nämlich beträchtliche Abweichungen. Eine von KPMG (2008) durchgeführte Studie zu den Gewinnsteuern zeigt, dass 2008 auf Kantonsebene die Bandbreite der Steuern von 13,1 % bis 24,2 % reichte und der Durchschnittssatz (Durchschnitt der 26 Kantone) 19,2 % betrug.

Entsprechend der Ergebnisse der KPMG-Studie (2008) verwendet die Preisüberwachung einen Gewinnsteuersatz von 19,2 %.

3.5 Weitere Aspekte bei der Ermittlung des WACC

Für die Ermittlung des WACC ist ausserdem anzugeben, ob reale oder nominale Zinsen angewandt und wie die Steuern und Abgaben bei der Berechnung berücksichtigt werden. Die Preisüberwachung verwendet dieselben Kriterien, die bei der Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Elektrizitätsnetzbetreiber (PUE 2006) festgelegt wurden.



3.5.1 Reale oder nominale Zinsen?

Die Frage, ob die Verwendung realer oder nominaler Zinsen angezeigt ist, hängt davon ab, ob die Teuerung bereits anderweitig berücksichtigt wird oder nicht. Kommt eine RPI-X-Regulierung zum Zuge, die die Inflation explizit berücksichtigt, oder werden die Anlagen mit dem Wiederbeschaffungszeitwert bewertet, werden Realzinsen eingesetzt. Demgegenüber werden bei Anschaffungszeitwerten Nominalzinsen angewandt (Plaut Economics, 2004).

Gemäss den bei der Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Elektrizitätsnetzbetreiber (PUE 2006) festgelegten Kriterien arbeitet die Preisüberwachung beim Gasnetz ebenfalls mit Anschaffungszeitwerten und dementsprechend mit Nominalzinsen.

3.5.2 Berücksichtigung der Steuern und Abgaben

In der Literatur unbestritten ist, dass bei der regulatorischen Festlegung von anrechenbaren Kapitalkosten allfällige Steuern und Abgaben berücksichtigt werden müssen. Dabei können grundsätzlich die folgenden drei Fälle unterschieden werden:

1. Die Steuern und Abgaben werden in den Betriebskosten nicht erfasst und somit nicht berücksichtigt, was die Verwendung eines erhöhten Vorsteuer-WACC notwendig macht.
2. Die Steuern und Abgaben werden in den Betriebskosten berücksichtigt, aber nicht in der effektiv anfallenden absoluten Höhe, sondern – weil auf der Basis des EBIT prozentual gerechnet – mit einem höheren Wert (wie wenn das Unternehmen zu 100 % mit Eigenkapital finanziert wäre). Folgerichtig wird ein steueradjustierter Nachsteuer-WACC angewandt, der der Steuerwirkung der Fremdkapitalzinsen (Tax Shield) Rechnung trägt.
3. Die Steuern und Abgaben werden in der effektiv anfallenden bzw. erwarteten absoluten Höhe berücksichtigt. Damit wird der Gewinnsteuersatz nicht direkt auf den EBIT sondern auf den EBT angewandt. Da damit die gewinnsteuerreduzierende Wirkung der Fremdkapitalzinsen (Tax Shield) bereits im Betriebserfolg berücksichtigt ist, ist die Anwendung eines «Vanilla»-WACC angezeigt.

Aufgrund der sehr unterschiedlichen Belastung durch Steuern und Abgaben der Unternehmen in der Gaswirtschaft wäre es sehr schwierig, diese Ausgaben angemessen zu modellieren, bzw. ist es einfacher, die Belastung in den Betriebskosten explizit zu berücksichtigen. Gemäss den bei der Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Elektrizitätsnetzbetreiber (PUE 2006) festgelegten Kriterien zählt die Preisüberwachung daher die Steuern und Abgaben in ihrer effektiv anfallenden absoluten Höhe zu den Betriebskosten und verwendet entsprechend einen «Vanilla»-WACC.

3.6 Zusammenfassung der Parameter zur Ermittlung der risikogerechten Eigenkapitalverzinsung der schweizerischen Gasnetzbetreiber

Fasst man die Erläuterungen in Kapitel 3 zusammen, so berechnet sich die risikogerechte Eigenkapitalverzinsung für schweizerische Gasnetzbetreiber wie in Tabelle 12 dargestellt:



Parameter	Wert
Risikoloser Zinssatz	Arithmetisches Mittel der letzten 60 Monate der Kassazinssätze der Bundesobligationen mit einer Laufzeit von zehn Jahren gemäss statistischem Monatsheft der SNB; Stand August 2011: 2,32 %
Marktrisikoprämie	Geometrisches Mittel der Schweizer Marktrisikoprämien seit 1926 gemäss Pictet plus Zuschlag von 0,64 Prozentpunkten wegen einer anderen Berechnung des risikolosen Zinssatzes; 2010: 3,9 %
Asset Beta	Orientierung an empirischen Untersuchungen im Ausland und an der Praxis der europäischen Regulatoren der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft: 0,40
Debt Premium	Orientierung an empirischen Untersuchungen im Ausland, an der Praxis der europäischen Regulatoren der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft und am Vorschlag des VSG: 0,55 %
Eigenkapitalanteil	Orientierung an empirischen Untersuchungen im Ausland, an der Praxis der europäischen Regulatoren der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft, am Vorschlag des VSG und an der Betrachtung einer Stichprobe von Schweizer Gasnetzbetreibern: 40 %
Gewinnsteuersatz	Auf der Grundlage der Ergebnisse der KMPG-Studie (2008) zu den Gewinnsteuern: 19,2 %

Tabelle 12: Parameter zur Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Gasnetzbetreiber

Die WACC-Berechnung für die Gasnetzbetreiber gestaltet sich damit wie folgt:

Komponente	Berechnung
Eigenkapitalrendite nach Steuern	$2,32 \% + 3,9 \% \cdot (0,40 \cdot (1 + 0,6/0,4)) = \mathbf{6,22 \%}$
Eigenkapitalrendite vor Steuern	$6,22 \% / (1 - 19,2 \%) = \mathbf{7,70 \%}$
Fremdkapitalkosten vor Steuern	$2,32 \% + 0,55 \% = \mathbf{2,87 \%}$
Fremdkapitalkosten nach Steuern	$2,87 \% \cdot (1 - 19,2 \%) = \mathbf{2,32 \%}$
Vorsteuer-WACC	$2,87 \% \cdot 60 \% + 7,70 \% \cdot (1 - 60 \%) = \mathbf{4,81 \%}$
Nachsteuer-WACC	$2,32 \% \cdot 60 \% + 6,22 \% \cdot (1 - 60 \%) = \mathbf{3,88 \%}$
«Vanilla»-WACC	$2,87 \% \cdot 60 \% + 6,22 \% \cdot (1 - 60 \%) = \mathbf{4,21 \%}$

Tabelle 13: Komponenten der Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Gasnetzbetreiber



4 Die risikogerechte Kapitalverzinsung im internationalen Vergleich

Um zu prüfen, ob die Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Gasnetzbetreiber plausibel ist, hat die Preisüberwachung das Ergebnis den Berechnungen der Branche (VSG 2007) und diverser europäischer Regulatoren gegenübergestellt. Der internationale Vergleich erfolgte auf der Grundlage der Daten, die von der Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Erdgas (ERGEG) im Rahmen ihrer Vernehmlassung zu den Berechnungsgrundsätzen der Tarife für den Zugang zu den Gasübertragungsnetzen (ERGEG 2007) erhoben wurden. Zu Vergleichszwecken wurden die WACC-Berechnungen mit den Methoden der Preisüberwachung und der Schweizer Gasbranche auf der Grundlage des Jahres 2006 durchgeführt.

	CH		Europäische Regulatoren ³⁾							
	PUE ¹⁾	VSG ²⁾	BE CREG	FR CRE ⁴⁾	GB OFGEM	HU HEO	IE CER	NL DTe	CZ ERU	SE STEM
A Risikoloser Zinssatz (nominal)	2,66 %	2,66 %	4,13 %	3,55 %	2,75 %	3,87 %	4,50 %	4,25 %	4,18 %	4,60 %
B Debt Premium	0,55 %	1,00 %	0,70 %	0,35 %	1,90 %	0,50 %	1,40 %	0,80 %	0,50 %	0,55 %
C Fremdkapitalkosten vor Steuern	A+B	3,21 %	4,83 %	3,90 %	4,65 %	4,37 %	5,90 %	5,05 %	4,68 %	5,15 %
D Fremdkapitalkosten nach Steuern	C*(1-L)	2,50 %	3,19 %	2,53 %	3,26 %	3,67 %	5,13 %	3,54 %	3,56 %	3,71 %
E Fremdkapitalanteil	60 %	60 %	67 %	50 %	63 %	50 %	55 %	60 %	20 %	46 %
F Marktrisikoprämie	4,51 %	5,44 %	3,50 %	4,50 %	3,50 %	4,50 %	5,00 %	5,00 %	6,32 %	4,25 %
G Asset Beta	0,40	0,55	k.A.	0,45	k.A.	0,49	0,40	0,25	0,35	0,13
H Equity Beta	G*(1+E/(1-E))	1,00	1,00	0,74	1,00	0,90	0,83	0,51	0,42	0,68
J Eigenkapitalrendite vor Steuern	K/(1-L)	9,19 %	13,00 %	11,56 %	10,60 %	8,93 %	9,43 %	9,94 %	9,71 %	10,40 %
K Eigenkapitalrendite nach Steuern	⁵⁾ A+(F*H)	7,17 %	10,14 %	7,63 %	6,88 %	6,25 %	7,92 %	8,65 %	6,83 %	7,49 %
L Gewinnsteuersatz des Unternehmens	22 %	22 %	34 %	35 %	30 %	16 %	13 %	30 %	24 %	28 %
M Vorsteuer-WACC	C*E+J*(1-E)	5,60 %	7,39 %	7,05 %	7,25 %	6,25 %	6,90 %	7,70 %	6,92 %	8,11 %
N Nachsteuer-WACC	D*E+K*(1-E)	4,37 %	5,77 %	4,65 %	4,71 %	4,37 %	5,80 %	6,70 %	4,84 %	6,17 %
O «Vanilla»-WACC	C*E+K*(1-E)	4,79 %	6,25 %	5,75 %	5,39 %	5,25 %	6,15 %	7,12 %	5,75 %	6,41 %
Zuschlag zum risikolosen Zinssatz										
P Nachsteuer-WACC risikoloser Zinssatz	N-A	1,71 %	3,11 %	0,52 %	1,16 %	1,62 %	1,93 %	2,20 %	0,59 %	1,99 %
Q «Vanilla»-WACC- risikoloser Zinssatz	A	2,13 %	3,59 %	1,62 %	1,84 %	2,50 %	2,28 %	2,62 %	1,50 %	2,21 %

1) Berechnet gemäss der von der PUE vorgeschlagenen Methode per 31. Dezember 2006

2) Berechnet gemäss der Methode des VSG im Handbuch NEMO (SGV, 2007), per 31. Dezember 2006

3) Quelle: Ergebnisse der von E-Control erhobenen Daten am 26. Juli 2006, ERGEG (2007)

4) Quelle der Berechnungsparameter: Zela Energy (2008)

5) Bei der Berechnung der Eigenkapitalrendite nach Steuern, schlägt der VSG 0,5 % drauf.

Tabelle 14: Vergleich der WACC-Berechnungen für die Gasnetze der Schweiz und verschiedener europäischer Länder

Die Abweichungen zwischen den von der Preisüberwachung berechneten WACC und jenen der Gasbranche sind auf die unterschiedliche Schätzung der Debt Premium, der Rendite des Marktportfolios und des Asset Betas zurückzuführen. Die Schätzungen der Debt Premium und des Asset Betas der Preisüberwachung sind niedriger als die vom VSG verwendeten Werte. Wie die Zeilen B und G von Tabelle 14 zeigen, liegen die Schätzungen der Preisüberwachung näher bei den von den Regulatoren der kontinentaleuropäischen Länder angewandten Werten. Die Abweichungen bei der Rendite des Marktportfolios sind auf die Verwendung von zwei unterschiedlichen Berechnungsmethoden zurückzuführen¹⁹. Folglich sind die Fremdkapitalkosten und die Eigenkapitalrendite höher als in den Berechnungen der Preisüberwachung, was auch zu höheren WACC führt.

Beim internationalen Vergleich zeigt Zeile A von Tabelle 14, dass das allgemeine Zinsniveau in der Schweiz unter dem internationalen Niveau liegt. Dies ist auf drei grundlegende Faktoren zurückzuführen (Damodaran & Wiley 1994):

1. Marktvarianz: Die Schwellenländermärkte weisen höhere Wachstumsraten und Risiken auf, daher ist die Marktrisikoprämie dieser Länder grösser als jene der Industrieländer.

¹⁹ Der VSG nutzt dieselbe Datenbasis wie die PUE, anstelle des geometrischen Mittels verwendet er jedoch den Durchschnitt zwischen dem geometrischen Mittel und dem arithmetischen Mittel (siehe Kapitel 3.1.3).



2. Politisches Risiko: Die Marktrisikoprämie ist höher in Ländern, in denen politische Instabilität herrscht.
3. Marktstruktur: In den Märkten, in denen die kotierten Unternehmen stark kapitalisiert, diversifiziert und stabil sind (z. B. in der Schweiz) ist die Marktrisikoprämie weniger hoch als in Märkten, in denen die Unternehmen kleiner und riskanter sind.

Mit diesem Zinsvorteil der Schweiz erklärt sich bereits ein erheblicher Teil der Differenzen des WACC gegenüber den europäischen Ländern.

Zur Beurteilung der Plausibilität des Ergebnisses dürfte auch die Sicht des Investors und damit der Nachsteuer-WACC von Interesse sein. Wird von diesem wie in Zeile P von Tabelle 14 der risikolose Zinssatz abgezogen, kann die zusätzliche Entschädigung zum risikolosen Zinssatz abgelesen werden. Diese beträgt gemäss der Berechnung der Preisüberwachung 1,71 % und liegt damit deutlich über den Werten in Belgien (0,52 %), in den Niederlanden (0,59 %), in Schweden (1,15 %) und in Frankreich (1,16 %), im Bereich des Werts in Grossbritannien (1,62 %), aber unter den Werten in Ungarn (1,93 %), in der Tschechischen Republik (1,99 %) und in Irland (2,20 %). Damit ist der von der Preisüberwachung ermittelte Nachsteuer-WACC im Vergleich mit den von anderen Regulatoren verwendeten Nachsteuer-WACC als plausibel zu betrachten. Demgegenüber führt die Berechnung des VSG (3,11 %) zu einem viel höheren Wert, als er in der Praxis der europäischen Regulatoren verwendet wird:

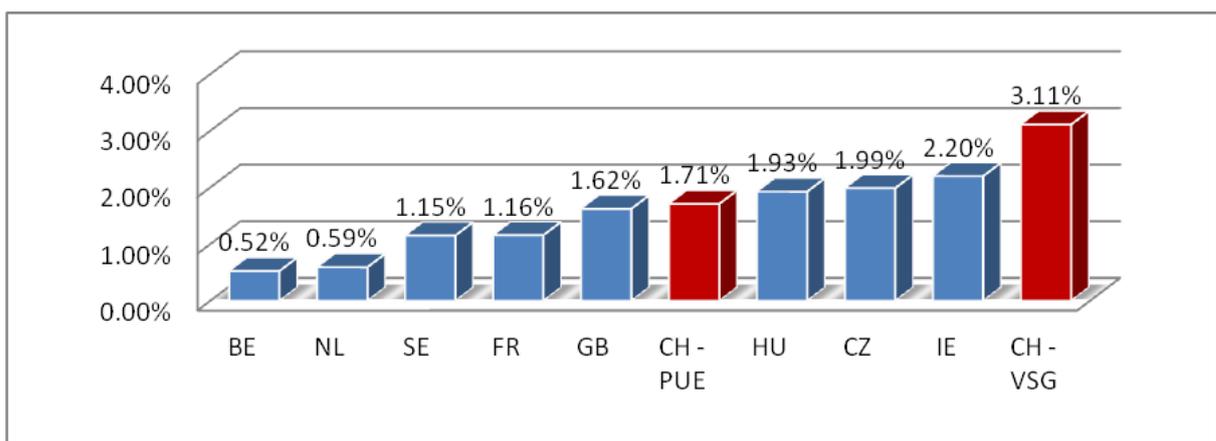


Abbildung 4: Nachsteuer-WACC – risikoloser Zinssatz

Dieses Bild wird im Wesentlichen bestätigt, wenn die auf der Grundlage der «Vanilla»-WACC (Zeile Q von Tabelle 15) berechneten Zuschläge zum risikolosen Zinssatz verglichen werden: Die von der Preisüberwachung ermittelten 2,13 % sind tiefer als die Werte der angelsächsischen Länder (2,62 % in Irland und 2,50 % in Grossbritannien), im Bereich von Ungarn (2,28 %) und der Tschechischen Republik (2,21 %) und höher als die Werte in Frankreich (1,84 %), in Schweden (1,81%), in Belgien (1,62 %) und in den Niederlanden (1,50 %). Das Ergebnis des VSG von 3,59 % ist im Vergleich mit den europäischen Regulatoren als sehr hoch zu bezeichnen:

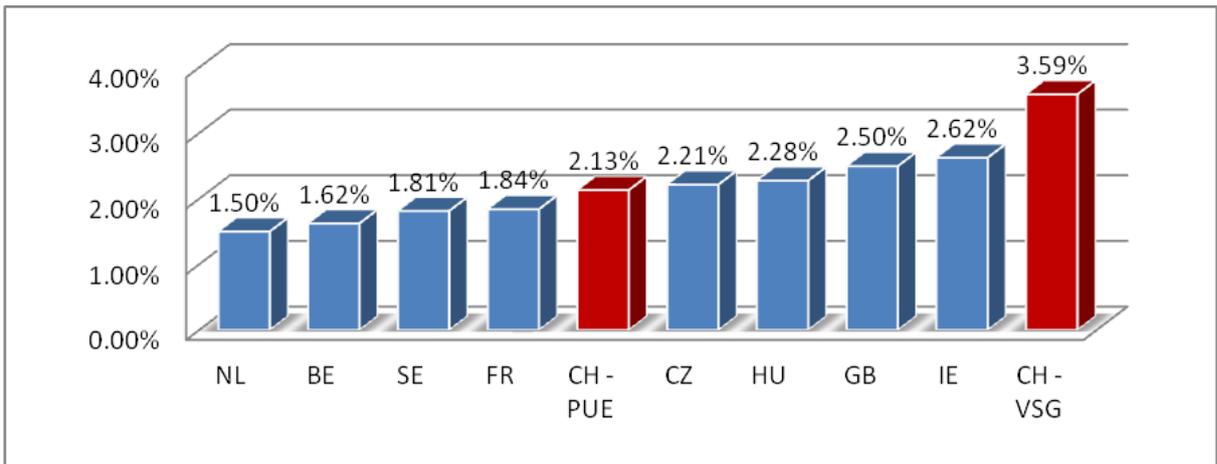


Abbildung 5: «Vanilla»-WACC – risikoloser Zinssatz

Der von der Preisüberwachung hergeleitete WACC-Satz wird somit angesichts des unterschiedlichen allgemeinen Zinsniveaus im europäischen Vergleich als plausibel betrachtet. Wie im Elektrizitätsbereich erscheint der WACC-Satz für das Gasnetz als recht tief. Dies kann jedoch durch das unterdurchschnittliche Risiko einer Investition in Gasnetze erklärt werden, was durch das relativ tiefe Asset Beta reflektiert wird. Trotz des niedrigen WACC befindet sich der Zuschlag zum risikolosen Zinssatz im Durchschnitt der von den betrachteten europäischen Regulatoren vorgeschlagenen Werte.



Literatur

- VSG (2006): Nemo-Basis – Netznutzungsmodell für lokale Erdgas-Netze. Branchen-Standards für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen
- VSG (2007): Nemo-WACC – Grundlagen zur Berechnung des gewichteten Kapitalkostensatzes für lokale Erdgas-Verteilnetze
- Schweizerische Nationalbank: Statistische Monatshefte, diverse Ausgaben
- Brealy, R., S. Myers und F. Allen (2006): Corporate Finance, 8th ed., Irwin: McGraw-Hill
- CER (2005): 2006–2001 ESB Price Control Review. CER Decision Paper on Distribution System Operator Revenues
- CRE (2008): Proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juillet 2008 pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel
- CRE (2009): Délibération de la CRE du 16 juillet 2009 portant proposition tarifaire pour l'utilisation des terminaux méthaniers
- Damodaran, A., Wiley, J. & Sons, Inc. (1994): Damodaran on Valuation: Security Analysis for Investment & Corporate Finance
- Damodaran, A. (2002): Investment Valuation. Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset, 2nd ed., New York: John Wiley & Sons, Inc.
- Damodaran Online (2011), Stern School of Business, NY University: Beta by sector
- Diedrich, R. (2004): Gutachten zur Bestimmung und zur Höhe des kalkulatorischen Eigenkapitalkostensatzes von Netzbetreibern in der Gaswirtschaft, Gutachten im Auftrag des BGW und VKU.
- Dimson, E., P. Marsh and M. Saunton (2006): The worldwide equity premium: a smaller puzzle (mimeo)
- DTE (2005): Consultation Document on the Cost of Capital for Regional Network Managers
- ERGEG (2007): Principles on Calculating Tariffs for Access to Gas Transmission Networks
- ERGEG (2009): Principles on Calculating Tariffs for Access to Gas Transmission Networks – Evaluation of Comments
- Frontier Economics (2005): The cost of capital for Regional Distribution Networks. A report for DTE
- Frontier Economics (2008): Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer Wagnisse im Bereich Strom und Gas, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur.
- Hern, R. & Haug, T. (2008): Die kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Strom- und Gasnetze in Deutschland, in «Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58». Jg. (2008) Heft 6
- KPMG (2004): The Weighted Average Cost of Capital – 2006 Electricity Distribution Price Review
- KPMG (2006): Kapitalkosten-Überlegungen im Zusammenhang mit der Ermittlung von Netznutzungsentgelten, Entwurf, 11. April 2006
- KPMG (2008): Vergleich der Gewinnsteuersätze in 106 Ländern
- IERN (2010): Overview of European Regulatory Framework in Energy Transport
- IFBC (2009): Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber
- Nera (2003): BGÉ's cost of capital. A final report for the Commission for Energy Regulation
- Nera (2008): ERGEG Paper on Tariff Principles: A Comment (Prepared for Gas Transport Services)
- BFE (2005): Marktstruktur in der Schweiz
- BFE (2006): Koppelung zwischen Erdgas- und Erdölpreis



- BFE (2007): Neuordnung des Erdgassektors in der Schweiz
- BFE (2007): Stromversorgungsverordnung; Erläuternder Bericht zum Vernehmlassungsentwurf vom 27. Juni 2007
- Ofgem (2004a): Electricity Distribution Price Control Review. Background Information on the Cost of Capital
- Ofgem (2004b) Electricity Distribution Price Control Review. Final Proposals
- Pictet (1998): Die Performance von Aktien und Obligationen in der Schweiz. Eine empirische Untersuchung seit 1925. Originalstudie vom Januar 1988 und Aufdatierung bis 1997
- Pictet (2011): Die Performance von Aktien und Obligationen in der Schweiz (1926–2010)
- Plaut Economics (2004): Ermittlung der Kapitalkosten von Verteilnetzen. Vergleich der Bewertungsmethoden. Schlussbericht
- Putzu, E. (2009): Regolamentazione tariffaria delle infrastrutture elettriche. Seminario all'Università di Pavia (4 giugno 2009)
- RIRE – Vienna University of Economics and Business Administration (2006): Methoden zur Bestimmung der Kapitalkosten regulierter Unternehmen in Europa, Studie des Forschungsinstituts für Regulierungsökonomie.
- Preisüberwachung (2006): Netznutzungsentgelte – Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung der schweizerischen Elektrizitätsnetzbetreiber
- Volkart, R. (1999): Unternehmensbewertung und Akquisitionen. Zürich: Versus
- Volkart, R. (2003): Corporate Finance. Grundlagen von Finanzierung und Investition. Zürich: Versus
- Volkart, R. (2010): «Kapitalkosten-Puzzle» – Theorie und Praxis im Fokus, in «Der Schweizer Treuhänder» (12/2010)
- Wright, S. und Smithers & Co. (2004): Beta Estimates for Scottish Power, Scottish & Southern Energy, Viridian Group, Centrica, International Power, National Grid Transco, United Utilities, Kelda Group, Severn Trent
- Zelya Energy (2008): The Cost of Capital for Gas and Electricity Infrastructures

Gesetzestexte, Verordnungen und Botschaften

- Preisüberwachungsgesetz (PüG)
- Kartellgesetz (KG)
- Rohrleitungsgesetz (RLG)
- Stromversorgungsgesetz (StromVG)
- Stromversorgungsverordnung (StromVV)