



**CONTRIBUIÇÃO À NOTA TÉCNICA N° RTG 01/2014
SOBRE A DETERMINAÇÃO DA ALAVANCAGEM
FINANCEIRA E INSERÇÃO DE RISCOS ADICIONAIS
PARA O CÁLCULO DO CUSTO MÉDIO PONDERADO
DE CAPITAL (WACC) DAS CONCESSIONÁRIAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO DO ESTADO
DE SÃO PAULO**

Prof. Dr. José Roberto Securato

Prof. Dr. José Roberto Ferreira Savoia

FUNDAÇÃO INSTITUTO DE ADMINISTRAÇÃO – FIA

São Paulo, 30 de junho de 2014

SUMÁRIO EXECUTIVO

Este documento ¹ traz propostas à consulta pública relativa à Nota Técnica N° RTG/01/2014 para a Determinação do Custo Médio Ponderado de Capital para o processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Gás Canalizado do Estado de São Paulo, no que tange aos seguintes aspectos: (i) o critério utilizado para o cálculo do endividamento; (ii) a inserção de prêmios por riscos adicionais (regulatório e de intervenção); (iii) a inserção do prêmio por tamanho e, ainda; (iv) o cômputo dos itens anteriores ao cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC). Os valores sumarizados encontram-se na Tabela 1.

Tabela 1 – Cálculo do WACC referenciado para a Comgás

Estimativa do Custo do Capital Próprio	
Componentes do Custo do Capital Próprio	%a.a.
Taxa livre de risco	3,91
Beta com Alavancagem de 46%	0,61
Prêmio de mercado	6,77
Risco país	4,69
Capital Próprio Nominal	12,74
<i>Riscos Adicionais</i>	
(+) Risco Regulatório	0,54
(+) Risco de Intervenção	1,39
(+) Prêmio por Tamanho	0,74
Custo de Capital Próprio Nominal Total	15,41

Estimativa do Custo do Capital de Terceiros	
Componentes do Custo do Capital de Terceiros	%a.a.
Taxa livre de risco	3,91
Risco de crédito	2,82
Risco País	4,69
Custo Nominal do Capital de Terceiros	11,42

Estimativa do Custo Médio Ponderado de Capital	
Componentes do WACC	%a.a.
Custo de capital próprio	15,51
Custo da dívida	11,42
Tributação no Brasil (IR e CSLL)	0,34
Dívida / (Dívida + PL)	0,46
WACC nominal	11,79
Inflação	1,77
WACC real	9,84

¹ Apesar de a Nota Técnica tratar do WACC de todas as distribuidoras de gás canalizado de São Paulo, considerando que a Comgás apresenta as características mercadológicas das demais e foi referência para determinação da estrutura ótima de capital, nossa análise concentrou-se no caso dessa concessionária. As devidas adaptações precisarão ser feitas para determinar o WACC das demais concessionárias.

As propostas que apresentamos são:

Proposta (i): Mudança na alavancagem. O indicador de endividamento utilizado na Nota Técnica estabelece a relação entre Passivo Não Circulante e Ativo Permanente. Esta relação, entretanto, não captura plenamente todos os aspectos de gestão dos recursos e fontes de financiamento, uma vez que possíveis captações de longo prazo sem a execução das obras acarretam distorções no indicador. Uma janela temporal que compreenda um período suficientemente longo, de 2000 até 2013, captura de maneira mais eficaz o endividamento da Comgás. Este período é análogo ao calculado para outros parâmetros do WACC. A relação mais indicada para o cálculo da alavancagem se dá entre o passivo oneroso de longo prazo (D) e o somatório do passivo oneroso e o capital próprio representado pelo Patrimônio Líquido $[D/(D+E)]$. Desta forma, o resultado da adoção de uma determinada estratégia de captação, seja por capital próprio ou de terceiros, fica mais evidente. A alavancagem a ser utilizada, portanto, é de 46%.

Proposta (ii): Inserção de riscos adicionais. O modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) é insuficiente para incorporar os riscos de intervenção (a) e regulatório (b). Assim, esses prêmios serão adicionados no cálculo do WACC. Inicialmente, o risco regulatório calculado pela metodologia de Camacho (2004) resultou em 0,54% a.a. O risco de intervenção da Petrobras e do Governo Federal na política de preços dos substitutos ao gás natural foi estabelecido em 1,39% a.a.

Proposta (iii): Inclusão de prêmio pelo tamanho. Embora este prêmio já seja considerado para as demais concessionárias, foi necessário aperfeiçoar os cálculos da ARSESP, pois em sua metodologia deveria ter classificado a Comgás entre os 3º. e 4º. decis das empresas abertas do setor no mundo, pelo critério de *market cap*. Desta forma, a Comgás deve ser considerada como pertinente ao grupo de empresas de capitalização média e, portanto, o prêmio por tamanho, segundo os mesmos parâmetros (Ibbotson, 2009), deve ser de 0,74% a.a.

Em conclusão, a consideração das três propostas resulta em WACC real de 9,84% a.a.



SUMÁRIO

Índice de Figuras	5
Índice de Tabelas.....	6
1 Introdução.....	7
2 Determinação da Estrutura de Capital para o Cálculo do WACC	8
2.1 Análise da Nota Técnica RTG 01-2014 da ARSESP	11
2.2 Análise de Notas Técnicas da ARSESP e de outras agências	15
2.3 Cálculo do Índice de Endividamento para o Setor de Energia Elétrica e Distribuição de Gás das Empresas Latino-Americanas.....	16
3 Riscos adicionais	19
3.1 Risco de Intervenção.....	19
3.1.1 Política de Preços de Produtos Substitutos	19
3.1.2 Análise Empírica	21
3.2 Prêmio de Risco Regulatório	26
4 Prêmio por Tamanho.....	32
5 Novo cálculo do WACC.....	36
Referências	38



Índice de Figuras

<i>Figura 1 – Importação de gás natural (em mil m³/dia)</i>	<i>20</i>
<i>Figura 2 – Evolução do Beta da Comgás no período de Jan/2008 a Dez/2013</i>	<i>22</i>
<i>Figura 3 – Variação mensal dos preços dos combustíveis substitutos no período de 2008 a 2013</i>	<i>23</i>



Índice de Tabelas

<i>Tabela 1 – Cálculo do WACC referenciado para a Comgás</i>	2
<i>Tabela 2 – Índice de Endividamento $D/(D+E)$ da Comgás (2000 a 2013)</i>	9
<i>Tabela 3 – Índice de Endividamento Curto e Longo Prazo $D/(D+E)$ da Comgás (2000 a 2013)</i>	10
<i>Tabela 4 – Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa da Comgás (2000 a 2013)</i>	12
<i>Tabela 5 – Comparação de índice de estrutura de capital proposta pela ARSESP versus ajustes relativos as disponibilidades (2000 a 2013)</i>	13
<i>Tabela 6 – Comparação de índice de estrutura de capital proposta pela ARSESP (2000 a 2013) considerando a Dívida Onerosa de Curto e Longo Prazo</i>	14
<i>Tabela 7 – Índice de Endividamento utilizado para o cálculo WACC em algumas empresas de gás na Europa no ano de 2013</i>	16
<i>Tabela 8 – Cálculo da Alavancagem Financeira para o Setor de Energia Elétrica e Distribuição de Gás na América Latina para 2013</i>	16
<i>Tabela 9 – Estatística Descritiva dos Combustíveis Substitutos no período de 2008 a 2013 (em R\$/galão)</i>	24
<i>Tabela 10 – Resultado da Regressão no período de Jan/2008 a Jun/2013</i>	24
<i>Tabela 11 – Demonstração do Custo de Capital Próprio para a Petrobras</i>	25
<i>Tabela 12 – Cálculo do Risco de Intervenção</i>	26
<i>Tabela 13 – Cálculo do Custo de Capital Próprio com Riscos Adicionais</i>	26
<i>Tabela 14 – Qualidade Regulatória do Brasil e do Reino Unido no período de 2008 a 2012</i>	28
<i>Tabela 15 – Cálculo do Prêmio de Risco Regulatório para o período de 01/04 a 12/13</i>	30
<i>Tabela 16 – Cálculo do Prêmio de Risco Regulatório para o período de 01/04 a 12/13 – Demonstração do Custo de Capital Próprio com adição do Prêmio de Risco Regulatório e do Risco de Intervenção</i>	31
<i>Tabela 17 – Capitalização de mercado (Market cap, em R\$ Milhões), em Dez/2013</i>	32
<i>Tabela 18 – Cálculo do Prêmio de Risco Regulatório para o período de 01/04 a 12/13 – Demonstração do Custo de Capital Próprio com adição do Prêmio de Risco Regulatório, do Risco de Intervenção e do Risco Tamanho</i>	35
<i>Tabela 19 – Determinação do Custo Médio Ponderado de Capital para a Comgás</i>	37



1 Introdução

No dia 30 de maio de 2014, a ARSESP colocou em consulta pública a Nota Técnica N° RTG/01/2014 para a Determinação do Custo Médio Ponderado de Capital no processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Gás Canalizado do Estado de São Paulo.

Este documento contribui para a consulta pública ao sugerir aprimoramentos à Nota Técnica, no que tange aos seguintes aspectos: (i) o critério utilizado para o cálculo do endividamento; (ii) a inserção de prêmios por riscos adicionais (regulatório e de intervenção); (iii) a inserção do prêmio por tamanho e, ainda (iv) o cômputo dos itens anteriores ao cálculo do WACC.

Este documento está organizado em cinco seções incluindo esta introdução. Nas seções subsequentes são discutidos e amplamente exemplificados os itens da contribuição da FIA ao processo de revisão tarifária.

2 Determinação da Estrutura de Capital para o Cálculo do WACC

Copeland, Koller e Murrin (2002) afirmam que para se proceder ao cálculo do WACC, é necessário realizar a ponderação entre o custo de capital próprio e o custo de capital de terceiros com suas respectivas proporções na estrutura de capital da empresa.

A equação (1) detalha o procedimento, na qual o WACC é expresso em termos nominais, após o cômputo dos impostos:

$$WACC = k_e \times \left[\frac{E}{E + D} \right] + k_d \times (1 - T) \times \left[\frac{D}{E + D} \right] \quad (1)$$

Onde, k_e : custo do capital próprio; k_d : custo do capital de terceiros; T : *Tax rate* ou alíquota dos impostos sobre o lucro; E : *Equity* ou valor de mercado do capital próprio; D : *Debt* ou valor de mercado do capital de terceiros; $\left[\frac{E}{E + D} \right]$ é a proporção de *Equity* no valor total da empresa e $\left[\frac{D}{E + D} \right]$ é a proporção de *Debt* no valor total da empresa.

A proporção de capital de terceiros ou índice de endividamento é dado pela relação entre o Passivo Oneroso de Longo Prazo (D) e o somatório do Passivo Oneroso e o capital próprio representado pelo Patrimônio Líquido [$D / (E + D)$].

O passivo oneroso representa o passivo que gera despesa financeira para a empresa, tais como empréstimos, financiamentos e debêntures.

Vale destacar que o indicador $D/(D+E)$ é amplamente utilizado para apuração da alavancagem da empresa, sendo este o índice adequado a ser considerado no cálculo do WACC.

A Tabela 2 apresenta o cálculo do endividamento da Comgás [$D/(D+E)$] elaborado a partir das demonstrações contábeis anuais publicadas entre 2000 a 2013, considerando-se a proporção entre a dívida onerosa de longo prazo e o Patrimônio Líquido da empresa.

Tabela 2 – Índice de Endividamento D/(D+E) da Comgás (2000 a 2013)

Ano	Dívida Onerosa LP (Debt, em R\$ mil)	PL (Equity, em R\$ mil)	D/(D+E)
2000	123.865	841.162	12,8%
2001	361.164	828.888	30,3%
2002	407.036	886.945	31,5%
2003	428.092	911.785	32,0%
2004	455.525	945.461	32,5%
2005	719.873	881.257	45,0%
2006	897.119	1.050.011	46,1%
2007	1.040.972	1.076.474	49,2%
2008	982.984	839.093	53,9%
2009	1.016.455	1.303.652	43,8%
2010	1.106.106	1.376.400	44,6%
2011	1.535.121	1.246.436	55,2%
2012	1.560.887	2.173.719	41,8%
2013	2.505.004	2.656.439	48,5%
Média 2000-2013			40,5%

Fonte: Demonstrações Financeiras Padronizadas - CVM

Conforme pode ser observado pela Tabela 2, a média do indicador D/(D+E) de 2000 a 2013 foi de 40,5%, que é próxima à estrutura meta utilizada pela Comgás na última revisão tarifária de 2009.

Ao se considerar a dívida onerosa total e a líquida, tem-se que as médias do indicador D/(D+E) de 2000 a 2013 foram de 48% e de 46%, respectivamente. Para este cálculo, foram adotados os montantes da dívida de curto e longo prazo (dívida onerosa total) e os montantes de curto e longo prazo deduzidos do saldo de caixa e equivalentes de caixa (dívida onerosa líquida), conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 – Índice de Endividamento Curto e Longo Prazo D/(D+E) da Comgás (2000 a 2013)

Ano	D/(D+E), considerando Dívida Total de CP e LP	D/(D+E), considerando Dívida Líquida de CP e LP
2000	20,0%	19,5%
2001	38,0%	33,8%
2002	43,2%	40,7%
2003	43,5%	40,1%
2004	36,5%	35,9%
2005	48,3%	47,1%
2006	50,2%	49,3%
2007	52,8%	52,0%
2008	65,4%	64,8%
2009	55,9%	52,8%
2010	52,1%	49,6%
2011	60,6%	60,1%
2012	53,7%	52,0%
2013	51,7%	46,5%
Média 2000-2013	48,0%	46,0%

Fonte: Demonstrações Financeiras Padronizadas - CVM

Como o custo de capital de terceiros é inferior ao custo de capital próprio, torna-se fundamental a correta mensuração deste índice, sob pena de distorcermos o valor final do WACC. Da mesma forma, a mensuração do endividamento também é utilizada para o cálculo do índice beta, uma vez que o aumento da proporção de dívidas eleva o risco sistemático da empresa.

O mercado internacional realiza o cálculo do D/(D+E) com base no valor de mercado das dívidas e do capital próprio. De fato, pode-se afirmar que na presença de informações acerca do fluxo de caixa das dívidas é preferível que se obtenha o valor de mercado. No entanto, em muitos mercados, inclusive o Brasil, a informação não é plenamente disponível para todos os públicos de interesse. Na ausência de valores de mercado fidedignos, os valores contábeis são utilizados sem perda de relevância econômica.



Inclusive o Professor Aswath Damodaran em seu sítio eletrônico, ao realizar a avaliação de uma empresa brasileira, adotou este procedimento, mantendo os valores históricos como *proxy* dos valores de mercado, tanto para a dívida onerosa como para o patrimônio líquido.

A este respeito, o Emérito Professor Eliseu Martins (2000) afirma que os valores contábeis históricos representam uma distribuição do fluxo de caixa das transações já ocorridas e podem ser utilizados para mensurar ativos e passivos. Adicionalmente, Martelanc, Pasin e Pereira (2010) afirmam que o valor a mercado das dívidas de longo prazo pode ser obtido internamente pelas organizações que dispõem dos elementos contratuais os quais permitem sua correta mensuração. Mas, sua obtenção é tarefa de difícil replicação pelos agentes externos que não acessam as mesmas informações. Assim, os autores recomendam que, na ausência de valores de mercado, se adote os valores históricos disponíveis nos demonstrativos financeiros, enfatizando ser esta uma prática difundida no mercado brasileiro.

2.1 Análise da Nota Técnica RTG 01-2014 da ARSESP

A Nota Técnica N° RTG/01/2014 publicada em maio pela ARSESP para a determinação do Custo Médio Ponderado de Capital das distribuidoras de gás considerou como estrutura ótima de capital a relação entre Passivo Não Circulante (PNC) sobre Ativo Permanente (AP) da Comgás a valores históricos. No referido cálculo, cabe ressalvas, uma vez que tal indicador não captura adequadamente a proporção entre capital próprio e de terceiros alocados na concessão e, conseqüentemente, pode influenciar na mensuração do WACC.

Nesse sentido, destacam-se os seguintes pontos para o indicador:

- não utiliza o mesmo conceito considerado no cálculo do CAPM e do WACC, os quais se utilizam da relação $D/(D+E)$.
- não considera possíveis recursos que foram captados pela empresa (com capital próprio ou de terceiros) e que ainda serão aplicados na concessão e, portanto, ainda não foram imobilizados no ativo permanente da empresa.

No caso específico da Comgás, houve a captação de recursos financeiros de longo prazo em 2013 aproveitando uma janela de oportunidade para a obtenção de taxas favoráveis, por meio da emissão de debêntures incentivadas, o que propiciou uma elevação do saldo de caixa e equivalentes de caixa no exercício social findo em 31/12/2013.

Assim, faz-se necessário ajustar o indicador considerado na referida Nota Técnica RTG 01-2014, deduzindo do Passivo Não Circulante (PNC) o saldo de caixa e equivalente de caixa, a fim de melhor refletir a situação da empresa para o ciclo tarifário.

A Tabela 4 indica a evolução de 2000 a 2013 do saldo de caixa e de equivalente de caixa da Comgás divulgados nas demonstrações contábeis anuais.

Tabela 4 – Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa da Comgás (2000 a 2013)

Ano	Caixa e Equivalentes de Caixa (em R\$ mil)
2.000	6.280
2.001	84.248
2.002	65.843
2.003	92.346
2.004	13.615
2.005	38.402
2.006	40.238
2.007	34.379
2.008	39.726
2.009	194.273
2.010	145.380
2.011	41.110
2.012	169.725
2.013	535.957

Fonte: Demonstrações Financeiras Padronizadas – CVM

A Tabela 5 mostra o indicador Passivo Não Circulante (PNC) sobre Ativo Permanente (AP), bem como o indicador ajustado desconsiderando o saldo de caixa e equivalente de caixa entre 2000 a 2013.

Tabela 5 – Comparação de índice de estrutura de capital proposta pela ARSESP versus ajustes relativos as disponibilidades (2000 a 2013)

Ano	ARSESP	ARSESP com ajuste
	Passivo Não Circulante (PNC)/Ativo Permanente (AP)	Passivo Não Circulante (PNC) deduzidos do caixa e de equivalentes de caixa/Ativo Permanente
2000	18,1%	17,5%
2001	40,3%	33,4%
2002	40,0%	35,0%
2003	43,4%	37,0%
2004	38,6%	37,8%
2005	45,6%	43,6%
2006	47,4%	45,6%
2007	49,9%	48,4%
2008	44,0%	42,5%
2009	42,5%	35,7%
2010	44,6%	39,8%
2011	53,6%	52,4%
2012	53,3%	48,7%
2013	69,2%	56,2%
Média 2000-2013	45,0%	41,0%

Fonte: Demonstrações Financeiras Padronizadas - CVM

Com base na tabela anterior, observa-se que ao desconsiderar os saldos de caixa do Passivo Não Circulante, a média do endividamento da Comgás se reduz de 45% para 41%. Portanto, a fim de se evitar possíveis distorções que possam acontecer, deve ser utilizado o indicador $D/(D+E)$.

A Tabela 6 traz o índice de estrutura de capital considerando a dívida onerosa de longo prazo sobre o ativo permanente, bem como a dívida onerosa líquida (deduzida do saldo de caixa e equivalente de caixa) de curto e longo prazo sobre o ativo permanente.

Considerando a dívida onerosa de longo prazo sobre o ativo permanente, apurou-se para os anos de 2000 a 2013 uma média de 36,4% para a relação de endividamento. Já com a dívida onerosa líquida de curto e longo prazo deduzidos do

saldo de caixa e equivalente de caixa, apurou-se uma média de 45,8% para os anos de 2000 a 2013, conforme Tabela 6.

Tabela 6 – Comparação de índice de estrutura de capital proposta pela ARSESP (2000 a 2013) considerando a Dívida Onerosa de Curto e Longo Prazo

Ano	Dívida Onerosa Longo Prazo/Ativo Permanente	Dívida Onerosa Líquida de Curto e Longo Prazo/Ativo Permanente
2000	11,3%	18,7%
2001	29,4%	34,4%
2002	30,7%	45,9%
2003	29,6%	42,2%
2004	28,5%	33,2%
2005	37,3%	40,6%
2006	40,8%	46,3%
2007	43,0%	48,3%
2008	37,2%	58,4%
2009	35,7%	51,1%
2010	36,4%	44,6%
2011	46,5%	56,8%
2012	43,1%	64,9%
2013	60,6%	55,8%
Média 2000-2013	36,4%	45,8%

Fonte: Demonstrações Financeiras Padronizadas - CVM

Vale apontar uma inconsistência do procedimento da ARSESP. Na página 22 há a utilização do modelo da OFGEM de forma não apropriada. Ao desalavancar o beta das empresas inglesas ela o faz por meio de uma relação que expressa a dívida líquida de caixa sobre o ativo regulatório total. Todavia, ao realavancar o beta para as condições brasileiras se utilizou apenas da relação entre a dívida bruta sobre o ativo permanente. Ou seja, tanto o numerador como o denominador são diferentes daqueles utilizados pela OFGEM. Dessa forma, os betas foram alavancados e realavancados por fórmulas diferentes que expressam grandezas não comparáveis. O correto seria que as concessionárias realavancassem o beta através de uma relação que expressasse a dívida líquida de caixa sobre seu ativo regulatório.

2.2 Análise de Notas Técnicas da ARSESP e de outras agências

Em 2011 a ARSESP produziu a Nota Técnica RTS 01-2011 para apuração do custo médio ponderado de capital (WACC) da SABESP com vistas ao processo de revisão tarifária de 2012.

Pela análise da tabela do ANEXO 2 da referida Nota, observa-se que a ARSESP utilizou 47%, correspondente à relação dívida (D) / capital (D+E) de oito empresas norte-americanas do setor de saneamento, com média de 47,44%.

Outra agência reguladora federal, a Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), considera em sua Nota Técnica No. 58/2008 COGTL/SEAE/MF uma estrutura de capital na proporção de 50% de capital próprio e 50% de capital de terceiros. Essencialmente, o financiamento do BNDES para renovação de frota (FINAME) compõe a parcela de dívida (D) do projeto.

Vale ressaltar que no caso da ANEEL, houve uma redução no nível de alavancagem proposto nas últimas duas revisões tarifárias (terceiro e quarto ciclos tarifários).

De forma semelhante à metodologia empregada neste texto, o artigo publicado em 1999 pelo Banco Mundial, *Reseting Price Controls for Privatized Utilities*, dos pesquisadores Richard Green e Martin Rodriguez Pardina utiliza o índice de endividamento $[D/(D+E)]$ no cálculo do WACC para uma distribuidora de gás no mercado argentino.

Também, utilizando-se da mesma metodologia, a consultoria *Ernst Young* em 2013 produziu o relatório, *Mapping Power and Utilities Regulation in Europe*, onde determina o WACC para alguns países europeus a partir do uso do índice de endividamento conforme a Tabela 7.

Tabela 7 – Índice de Endividamento utilizado para o cálculo WACC em algumas empresas de gás na Europa no ano de 2013

Parâmetro	Alemanha	Polônia	Finlândia	República Tcheca	França	Eslováquia	Grécia	Suiça
Taxa Livre de Risco	3,80%	5,42%	1,82%	4,60%	2,20%	4,01%	0,63%	2,32%
Spread de Crédito	0,60%	N/A	1,8%	N/A	0,60%	N/A	N/A	0,55%
Beta	0,79	0,69	0,36	N/A	0,96	N/A	0,50	1
Prêmio de Risco de Mercado	4,55%	4,80%	5%	6,40%	5%	3%	5,90%	3,9%
D/(D+E)	60%	30%	20%	40%	50%	60%	27,6%	60%
Custo de Capital de Terceiros	3,80%	6,42%	3,62%	4,91%	2,8%	5,13%	5,95%	2,87%
Custo de Capital Próprio	9,05%	8,73%	5,01%	8,54%	9,2%	6,00%	12,91%	N/A
WACC	5,90%	8,95%	4,32%	8,29%	6,00%	6,04%	10,99%	4,21%

Fonte: Ernst Young, 2013

2.3 Cálculo do Índice de Endividamento para o Setor de Energia Elétrica e Distribuição de Gás das Empresas Latino-Americanas

Alternativamente ao uso da estrutura de capital proposta, pode-se escolher uma amostra de empresas do setor de energia elétrica e de distribuição de gás em países latino-americanos. A amostra coletada compreende 49 empresas, de diferentes países na América Latina disponíveis no sítio do Professor Damodaran. Em seguida, são apurados os valores de D/(D+E) para o ano de 2013 e calculado seu valor médio. A Tabela 8 apresenta as empresas, seus países de origem e os valores para sua estrutura de capital.

Tabela 8 – Cálculo da Alavancagem Financeira para o Setor de Energia Elétrica e Distribuição de Gás na América Latina para 2013

Empresa (código)	País	D/(D+E)
Camuzzi Gas Pampeana S.A. (BASE:CGPA2)	Argentina	0,048
Capex S.A. (BASE:CAPX)	Argentina	0,768
Central Puerto S.A. (BASE:CEPU2)	Argentina	0,021
Compania de Transporte de Energia Electrica en Alta Tension Transener (BASE:TRAN)	Argentina	0,648
Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (BASE:EDN)	Argentina	0,531

Empresa (código)	País	D/(D+E)
Gas Natural Ban, S.A. (BASE:GBAN)	Argentina	0,099
MetroGAS S.A. (BASE:METR)	Argentina	0,594
Pampa Energia SA (BASE:PAMP)	Argentina	0,541
Transportadora de Gas Del Sur S.A. (BASE:TGSU2)	Argentina	0,534
AES Elpa S.A. (BOVESPA:AELP3)	Brasil	0,463
AES Tietê S.A. (BOVESPA:GETI3)	Brasil	0,386
Ampla Energia e Serviços S/A (BOVESPA:CBEE3)	Brasil	0,371
CEMAR - Cia Energetica do Maranhao (SOMA:ENMA3B)	Brasil	0,532
Cia Eletricidade Est Da Bahia - Coelba (BOVESPA:CEEB3)	Brasil	0,533
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro - CEG (BOVESPA:CEGR3)	Brasil	0,347
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D (BOVESPA:EEEL3)	Brasil	0,119
CPFL Energia S.A. (BOVESPA:CPFE3)	Brasil	0,677
CPFL Energias Renováveis S.A. (BOVESPA:CPRE3)	Brasil	0,570
EDP - Energias do Brasil S.A. (BOVESPA:ENBR3)	Brasil	0,406
Energisa S.A. (BOVESPA:ENGI3)	Brasil	0,596
Eneva S.A. (BOVESPA:ENEV3)	Brasil	0,662
Equatorial Energia S.A. (BOVESPA:EQTL3)	Brasil	0,518
Light SA (BOVESPA:LIGT3)	Brasil	0,637
Tractebel Energia S.A. (BOVESPA:TBLE3)	Brasil	0,395
AES Gener S.A. (SNSE:AESGENER)	Chile	0,482
CGE Distribución S.A. (SNSE:CGEDISTRO)	Chile	0,381
Chilectra S.A. (SNSE:CHILECTRA)	Chile	0,000
Colbun S.A. (SNSE:COLBUN)	Chile	0,320
Compañía General de Electricidad S.A. (SNSE:CGE)	Chile	0,457
E-CL S.A. (SNSE:ECL)	Chile	0,301
Empresa Electrica De Antofagasta S.A. (SNSE:ELECDA)	Chile	0,363
Empresa Eléctrica de Arica S.A. (SNSE:EMELARI)	Chile	0,289
Empresa Electrica de Iquique S.A. (SNSE:ELIQSA)	Chile	0,327
Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A. (SNSE:PILMAIQUEN)	Chile	0,618
Empresa Nacional de Electricidad S.A. (SNSE:ENDESA)	Chile	0,348
Enersis S.A. (SNSE:ENERSIS)	Chile	0,292
Gasco S.A. (SNSE:GASCO)	Chile	0,342
Minera Valparaiso S.A. (SNSE:MINERA)	Chile	0,195
Celsia SA ESP (BVC:CELSIA)	Colômbia	0,284
Empresa de Energia de Bogotá S.A. ESP (BVC:EEB)	Colômbia	0,278
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (BVC:ISA)	Colômbia	0,447
Isagen S.a. E.s.p. (BVC:ISAGEN)	Colômbia	0,400
Promigas S.A. E.S.P. (BVC:PROMIGAS)	Colômbia	0,583
Sociedad De Inversiones En Energia S.a. (BVC:SIE)	Colômbia	0,115
Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (BMV:IENOVA *)	México	0,157
Edegel SAA (BVL:EDEGELC1)	Peru	0,244
Empresa De Distribucion Electrica De Lima Norte S.a.a. (BVL:EDELNOC1)	Peru	0,442
EnerSur S.A. (BVL:ENERSUC1)	Peru	0,525
Luz del Sur S.A.A. (BVL:LUSURC1)	Peru	0,400
Média		0,400

Fonte: Elaborado pela equipe técnica da FIA

Tendo em vista que na última revisão tarifária de 2009, o índice de endividamento da Comgás foi fixado em 45%, e que o índice de endividamento médio [D/(D+E)] da



amostra de empresas latino-americanas foi de 40% conforme a Tabela 8. Logo, entendemos que estes valores podem ser considerados como um intervalo adequado para as concessionárias, corroborando com o próprio endividamento observado nas demonstrações contábeis da Comgás de 46%.

Tal estrutura de capital é fidedigna e representativa para o setor de energia e gás no Brasil, e reflete uma adequada estrutura-meta para todas as distribuidoras de gás.

Proposta (i): o índice de alavancagem ótimo para as concessionárias distribuidoras de gás do Estado de São Paulo, conforme explanado nesta seção e apresentado na Tabela 3, é de 46%.

3 Riscos adicionais

Nesta seção são indicados os riscos adicionais e as bases que justificam sua inclusão. Inicialmente, é apresentado o cálculo para o risco de intervenção para, em seguida, indicar o prêmio de risco regulatório.

3.1 Risco de Intervenção

Os preços praticados no Brasil para o mercado de distribuição de óleo e gás possuem grande influência no valor de mercado das grandes empresas do setor, como Petrobras e Comgás. A política de preços estabelecida para o setor pelo Governo Federal influencia o risco de mercado das concessionárias, uma vez que não há possibilidade de escolher outros fornecedores de gás natural. Os substitutos de gás natural também são provenientes de um único fornecedor, que pode alterar o resultado das concessionárias com base em subsídios oferecidos aos substitutos.

Inicialmente realizaremos uma análise sobre a influência da política de preços dos produtos substitutos do gás natural (tais como o óleo combustível, gasolina, GLP e diesel) no risco de mercado Comgás². Para evidenciar os efeitos no risco da empresa, procede-se à análise dos possíveis impactos dessas variações de preço no índice Beta da Comgás. Procura-se, nesse caso, evidenciar se há uma mudança no beta da Comgás decorrente de variações dos preços dos substitutos.

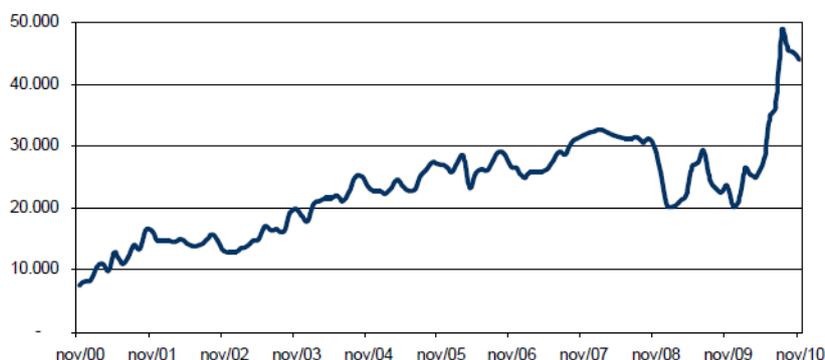
3.1.1 Política de Preços de Produtos Substitutos

A demanda de gás natural no mercado brasileiro está relacionada aos preços praticados pelos produtos derivados de petróleo (óleo combustível, gasolina, GLP e diesel), em análise que também deve levar em conta o efeito de possíveis subsídios praticados pelo governo para determinados produtos, uma vez que a Petrobras é a maior fornecedora não só de gás natural, mas também de todos os derivados concorrentes (Relatório sobre a Comgás, Banco do Brasil, 2011, p.8).

² A Comgás foi utilizada como referência para essa demonstração por possuir capital aberto e ações negociadas em bolsa de valores.

Vale destacar que o aumento do preço do gás natural em comparação com outros combustíveis substitutos, a exemplo do óleo combustível e do etanol, pode reduzir a demanda do produto em determinados períodos. Na Figura 8 observa-se o incremento na importação de gás natural pelo Brasil, especialmente após novembro de 2009.

Figura 1 – Importação de gás natural (em mil m³/dia)



Fonte: ANP. Gráfico proveniente do Relatório do Banco do Brasil (2011)

De acordo com o referido Relatório produzido pelo Banco do Brasil (2011, p.8), “as expressivas taxas de crescimento no consumo do gás natural ocorrem primordialmente pela substituição de outros energéticos, notadamente o óleo combustível, a gasolina e, em menor escala, os demais derivados”.

É importante mencionar a distorção provocada pelas políticas de preços do óleo combustível sobre o consumo de gás, conforme manifestação do laudo do Banco do Brasil sobre o setor de gás (Banco do Brasil, 2011, p.8):

O gás possui inúmeras vantagens sobre o óleo combustível utilizado pelo setor industrial, tais como: melhor rendimento, segurança, baixo custo de manutenção dos equipamentos, menos poluente e dispensa de estoque. Ocorre que, em diversos setores industriais, essas características não são suficientes para que haja a substituição definitiva do óleo, visto que o preço é o fator decisivo para a escolha. (grifo nosso)

Além disso, quanto aos subsídios do óleo combustível, Pamplona (2013) afirmou que:

Sem reajustes desde julho de 2012, o óleo combustível se junta à lista de derivados de petróleo vendidos no Brasil com defasagem em relação às cotações internacionais. Segundo estimativa do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), a diferença chega hoje a 15%. A falta de clareza sobre a política de preços para o produto preocupa o mercado de gás natural, principal concorrente do combustível.

Nesse contexto, será analisada a influência da política de preços praticada pelos produtos substitutos derivados de petróleo no risco de mercado da Comgás, uma vez que os subsídios em determinados derivados podem impactar diretamente a demanda de gás natural.

3.1.2 Análise Empírica

O risco sistemático da Comgás, expresso por seu beta, é o indicador que pode eventualmente capturar os riscos atrelados à intervenção na política de preços dos combustíveis substitutos (Gasolina, Diesel, Óleo Combustível, GLP e Etanol) conduzida pela Petrobras. Para verificar se o mesmo incorpora tais riscos, pode ser utilizado o modelo CAPM condicional de Bonomo e Garcia (2004) para calcular o risco de mercado da Comgás ao longo do período de 2008-2013.

O CAPM determina o preço dos ativos considerando que decisões de investimento ótimas são tomadas quando o mercado encontra-se em equilíbrio. Assim como no CAPM não-condicional estático, o modelo de CAPM condicional utiliza a premissa de que os investidores compartilham expectativas idênticas para os retornos dos ativos que variam ao longo do tempo, mas estão relacionadas às informações do momento anterior $t - 1$. O CAPM em sua versão condicional pode ser dado pela equação (6).

$$E(\tilde{R}_{i,t} | y_{t-1}) = E(R_{f,t} | y_{t-1}) + \beta_{i,m_t} [E(\tilde{R}_{m,t} | y_{t-1}) - E(R_{f,t} | y_{t-1})] \quad (6)$$

onde,

$E(\tilde{R}_{i,t})$: retorno esperado do ativo i em t ;

$E(\tilde{R}_{f,t})$: retorno esperado do ativo livre de risco em t ;

y_{t-1} : informação disponível em $t - 1$;

β_{i,m_t} : risco do ativo i em relação à carteira de mercado m em t .

O beta condicional do ativo i é definido pela equação (7).

$$b_{i,m_t} = \frac{s(\tilde{R}_{i,t}, \tilde{R}_{m,t} | y_{t-1})}{s^2(\tilde{R}_{m,t} | y_{t-1})} \quad (7)$$

onde:

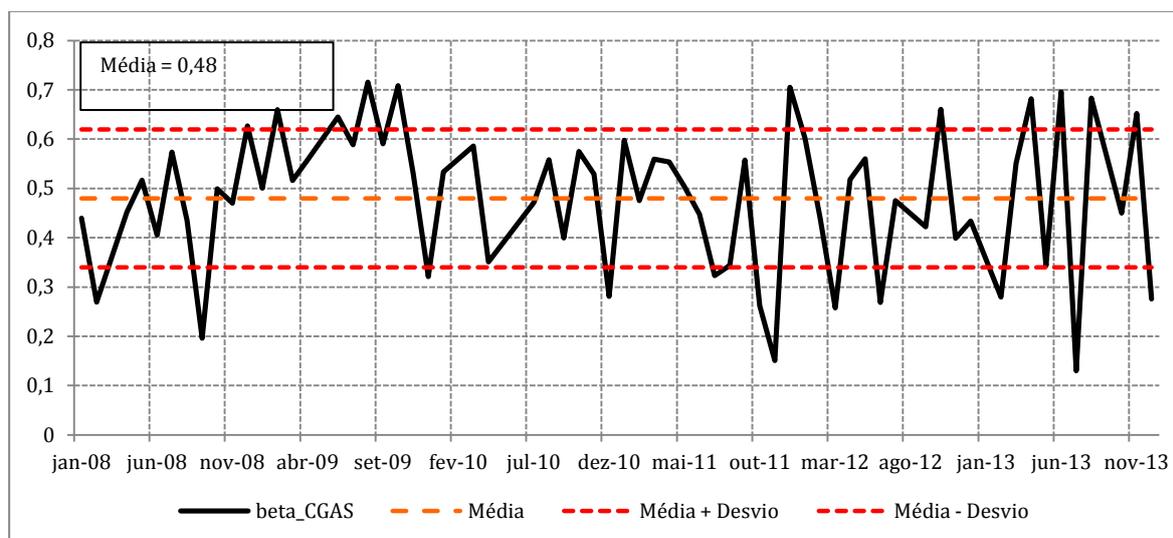
$\sigma(\tilde{R}_{i,t}, \tilde{R}_{m,t} | \psi_{t-1})$: covariância entre o retorno do ativo i e o retorno da carteira de mercado m em t condicionado às informações de $t - 1$;

$\sigma^2(\tilde{R}_{m,t} | \psi_{t-1})$: variância do retorno da carteira de mercado m em t condicionado às informações em de $t - 1$.

O CAPM condicional objetiva justamente relacionar o retorno do ativo com a taxa livre de risco, o prêmio do risco de mercado e o beta às informações disponíveis aos investidores em cada momento, fazendo com que estes parâmetros se alterem como consequência da modificação das expectativas dos investidores. Bonomo e Garcia (2004) afirmam que o modelo CAPM condicional representa fidedignamente o apreçamento dos ativos uma vez que possibilita variações temporais do prêmio de risco de mercado e do beta. Portanto, o CAPM condicional possibilita que se calcule adequadamente a evolução risco sistemático da Comgás.

A Figura 2 evidencia a evolução do coeficiente beta (risco sistemático) da Comgás no período de Jan/2008 a Dez/2013.

Figura 2 – Evolução do Beta da Comgás no período de Jan/2008 a Dez/2013

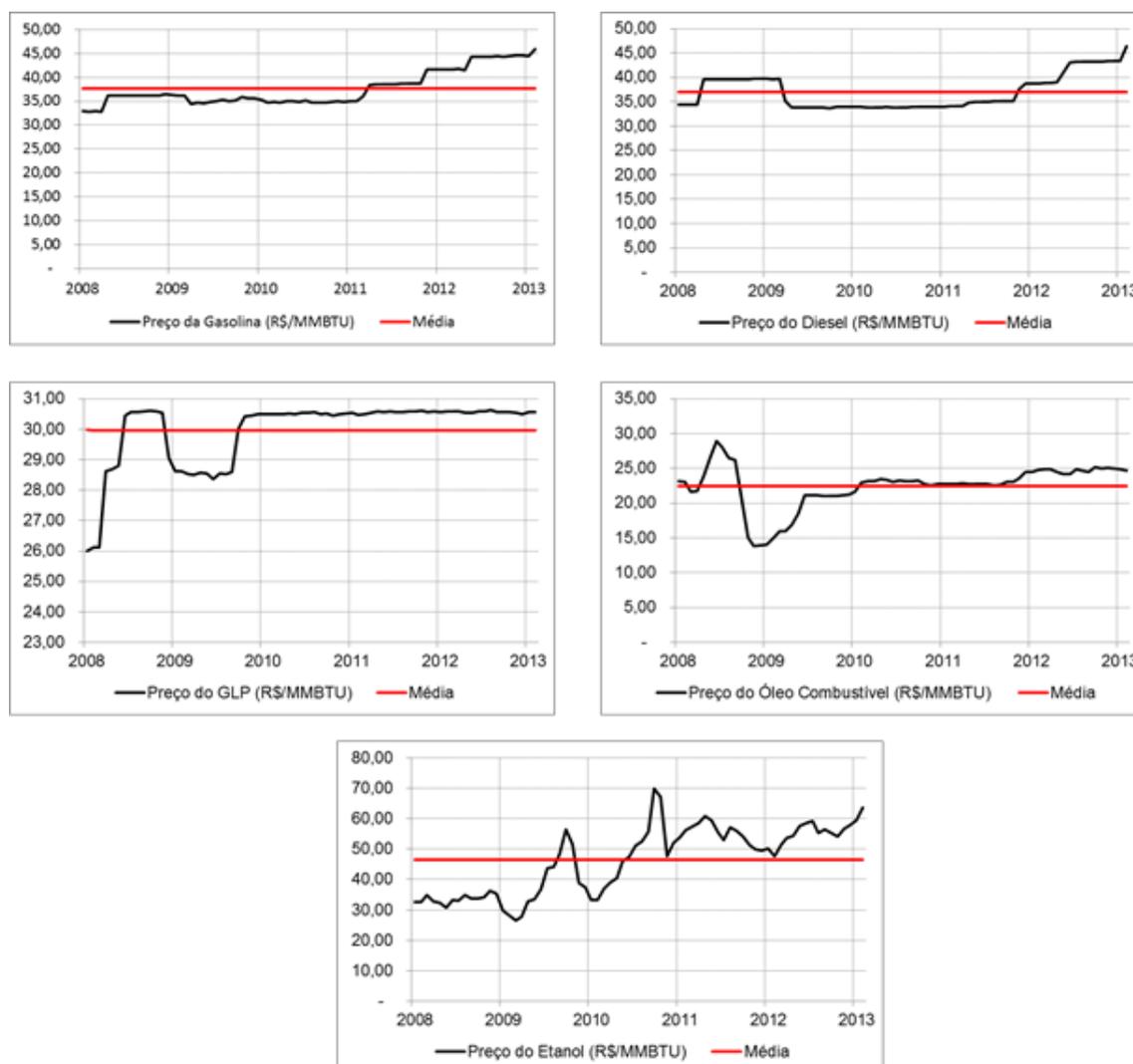


Fonte: Elaborado pela equipe técnica da FIA

Verifica-se que no período da crise do *subprime*, durante todo ano de 2008, a volatilidade do coeficiente beta foi maior do que em outros anos posteriores, a ponto de atingir o valor máximo de 0,80, o que está alinhado com conclusões de outros autores sobre o aumento do risco durante a crise. Quando há menor concordância em relação ao desempenho futuro dos ativos, isso gera uma perda de confiança sobre as projeções (GRAHAM, J. R; HARVEY, C. R., 2013).

A evolução temporal dos preços dos combustíveis substitutos no período analisado é apresentada na Figura 3.

Figura 3 – Variação mensal dos preços dos combustíveis substitutos no período de 2008 a 2013



Fonte: Elaborado pela equipe técnica da FIA

Tabela 9 – Estatística Descritiva dos Combustíveis Substitutos no período de 2008 a 2013 (em R\$/galão)

Estatísticas	Gasolina	Diesel	Óleo Combustível	GLP
Média	37,08	36,43	22,21	29,98
Desvio-Padrão	3,10	3,02	3,21	1,06
Máximo	44,42	43,28	28,98	30,62
Mínimo	32,79	33,66	13,87	26,12

Fonte: Elaborado pela equipe técnica da FIA

Verificamos que o óleo combustível e o diesel apresentaram maior volatilidade mensal no período de 2008 a 2013. Já o GLP foi o insumo que apresentou menor volatilidade no período analisado.

A abordagem econométrica desenvolvida pretende analisar se a variação dos preços dos derivados de petróleo está contemplada no coeficiente beta da Comgás. Se, porventura, os preços não estiverem refletidos no coeficiente beta, é necessária a consideração do risco de intervenção na política de preços praticada pela Petrobras no custo de capital próprio da Comgás.

Para tanto, o modelo de regressão desenvolvido considerou como variável dependente o beta da Comgás e como variáveis explicativas as variações mensais dos preços dos derivados do petróleo (Diesel, GLP, Gasolina, Óleo Combustível e Etanol), ao longo do período de Jan/2008 a Jun/2013.

Tabela 10 – Resultado da Regressão no período de Jan/2008 a Jun/2013

Variável Dependente (Beta da CGAS3)	Coeficiente	Erro-Padrão	Estatística-t	Valor-P
Diesel	-2,3459	1,5721	-1,4922	0,1405
Gás Liquefeito de Petróleo	0,6255	1,0231	0,6114	0,5431
Óleo Combustível	-0,3713	0,3748	-0,9905	0,3256
Gasolina	2,6422	2,5845	1,0223	0,3104
Etanol	0,0258	0,2611	0,0986	0,9217

Fonte: Elaborado pela equipe técnica da FIA

Os resultados apresentados na Tabela 10 sugerem que os preços dos derivados do petróleo praticados pela Petrobras (Diesel, Óleo Combustível, GLP e Etanol) não se relacionam significativamente com o beta da Comgás ao nível de 5% de significância. O R^2 da regressão foi de 4,17% e, assim, o relacionamento do beta da Comgás com os preços substitutos não apresenta relevância estatística. Desta forma, o custo de capital próprio da Comgás não captura adequadamente os riscos relacionados à política de intervenção de preços adotada pela Petrobras.

Portanto, as decisões da Petrobras na política de preços dos combustíveis representam um risco adicional para as distribuidoras. Este risco de intervenção será adicionado ao custo de capital próprio das empresas, pois o beta não foi capaz de incorporar satisfatoriamente as variações dos preços dos substitutos do gás.

Primeiramente, o custo de capital próprio nominal da Petrobras no período de 2004 a 2013 foi de 15,64% a.a. conforme Tabela 11.

Tabela 11 – Demonstração do Custo de Capital Próprio para a Petrobras

Estimativa do Custo do Capital Próprio para a Petrobras no período de 2004-2013	
Componentes do Custo do Capital Próprio (% a.a.)	%a.a.
Taxa livre de risco	3,91
Beta pelo modelo CAPM (PETR3 x S&P 500)	1,04
Prêmio de mercado	6,77
Risco País	4,69
Capital Próprio Nominal	15,64

Fonte: Elaborado pela equipe técnica da FIA

A Teoria clássica do Portfólio de Markowitz afirma que a correlação entre dois ativos de risco influencia o risco do portfólio resultante devido ao efeito da diversificação. Com base nesta teoria, o risco adicional no custo de capital próprio das concessionárias será determinado pela composição entre os custos de capital próprio da Comgás e da Petrobras conforme a correlação dos seus respectivos retornos no período de 2004 a 2013. A correlação entre os retornos das ações da Petrobras com a Comgás foi de 0,48 neste período. Logo, o risco de intervenção na política de preços substitutos será obtido conforme Tabela 12.

Tabela 12 – Cálculo do Risco de Intervenção

Estimativa do Risco de Intervenção no período de 2004 a 2013	
Risco de Intervenção na Política de Preços Substitutos	% a.a.
Custo de Capital Próprio Nominal da Petrobras	15,64
Custo de Capital Próprio Nominal da Comgás (46% de Alavancagem)	12,74
<i>Cálculo do Risco de Intervenção (R_I)</i>	
Custo de Capital Próprio da Comgás com o Risco de Intervenção (R _I) (0,52*12,74% + 0,48*15,64%)	14,13
(-) Custo de Capital Próprio Nominal da Comgás	(12,74)
(=) Risco de Intervenção (R_I)	1,39

Fonte: Elaborado pela equipe técnica da FIA

Dessa forma o risco de intervenção na política de preços dos substitutos pode ser determinado pela diferença entre 14,13% a.a. e 12,74% a.a., resultando num valor de 1,39% a.a. Portanto, o custo de capital próprio com a adição do risco de intervenção será determinado na Tabela 13.

Tabela 13 – Cálculo do Custo de Capital Próprio com Riscos Adicionais

Estimativa do Custo do Capital Próprio com adição dos Riscos Adicionais	
Componentes do Custo do Capital Próprio	%a.a.
Taxa livre de risco	3,91
Beta da Comgás para Alavancagem de 46%	0,61
Prêmio de mercado	6,77
Risco País	4,69
Custo de Capital Próprio Nominal	12,74
<i>Riscos Adicionais</i>	
(+)Risco de Intervenção na Política de Preços dos Substitutos	1,39
(=)Custo de Capital Próprio Nominal Total	14,13

Fonte: Elaborado pela equipe técnica da FIA

Portanto, o custo de capital próprio das concessionárias foi de 14,13% a.a com a inserção do Risco da Intervenção na Política dos Substitutos do Gás Natural e uma alavancagem de 46%.

Proposta (ii-a): o risco de intervenção calculado pela metodologia desta seção foi de 1,39% a.a.

3.2 Prêmio de Risco Regulatório

No modelo regulatório por *rate of return* o preço a ser cobrado pelo serviço é estabelecido pelas agências reguladoras de forma a possibilitar às concessionárias obter uma determinada taxa de retorno já previamente fixada. Além disso, o preço

regulado pode ser ajustado de acordo com variações nos custos da empresa (Alexander & Irwin, 1996).

Já no modelo regulatório por *price-cap* as tarifas são ajustadas anualmente pela taxa de inflação, sem provocar uma alteração na rentabilidade das concessionárias dos serviços públicos. A cada cinco anos há uma revisão das tarifas com base no custo de capital para manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato. Sabe-se que o risco nos mercados sujeitos ao regime *price-cap* é, em média, maior do que nos mercados regulados pelo regime *rate of return*.

Segundo a ANEEL (2008), o risco regulatório pode ser dividido em dois componentes: (i) o risco de sistema regulatório e (ii) o risco de intervenção regulatória. Enquanto o primeiro decorre das diferenças entre os regimes regulatórios existentes, o segundo provém de fatores como imprevisibilidade do comportamento do regulador, interpretação da legislação e dos procedimentos regulatórios, ações do Poder Executivo Federal, Estadual e Municipal e do Poder Legislativo, com impacto no setor, entre outras medidas.

Guasch (2004, p. 119) define o prêmio pelo risco regulatório como "*the risk of government noncompliance with agreed-upon regulatory terms or of unilateral changes by government on the regulatory framework*". Geralmente ele é medido pela volatilidade histórica das mudanças regulatórias e pelo grau de independência da agência.

Estudos analisando o impacto do sistema regulatório sobre o risco sistemático das empresas evidenciam que os diferentes sistemas regulatórios expõem as empresas a diferentes níveis de risco (Alexander, Mayer e Weeds, 1996). Ou seja, o risco do sistema regulatório deveria ser considerado na taxa de desconto estimada para a companhia. Wright *et al.* (2003) e Green e Pardina (1999) mostraram que a regulação *price-cap* implica num maior risco para as empresas reguladas do que a regulação *rate of return*.

Barcelos e Bueno (2010) evidenciam que os betas das empresas reguladas no Brasil são iguais ou maiores do que os betas das empresas não reguladas no

período de 1999 a 2009, evidenciando a existência de um risco regulatório para o mercado brasileiro.

A ARSESP assumiu que os betas das empresas inglesas desalavancados embutem todo o risco regulatório daquele país. Isto se baseia na fundamentação do CAPM que o beta incorporaria todos os riscos sistemáticos.

A seguir, a ARSESP realavancou este beta utilizando o índice de alavancagem e a alíquota de impostos do mercado brasileiro, com o propósito de calcular o beta do setor de gás no Brasil.

Desta forma, o regulador assume que o risco regulatório brasileiro já estaria contido no beta “Brasil” deste setor, conforme página 21 da referida nota: *“Para efeitos práticos, um critério muito usado é apelar para o uso dos betas desalavancados da Grã Bretanha como uma aproximação ao maior risco sistemático de um sistema de regulação tipo preço teto (price-cap)”*.

Não é possível aceitar essa premissa, pois o risco regulatório no Brasil é relativamente superior ao da Inglaterra.

Mesmo que aceitássemos a premissa declarada acima pela ARSESP, a conclusão emitida pelo seu corpo técnico embute um juízo de valor equivocado, pois o risco regulatório no Brasil é superior ao do mercado inglês. A esse respeito apresentamos a Tabela 14 que retrata a Qualidade Regulatória no Brasil e Grã-Bretanha.

Tabela 14 – Qualidade Regulatória do Brasil e do Reino Unido no período de 2008 a 2012

Países	2008	2009	2010	2011	2012	Média
Brasil	0,07	0,11	0,16	0,18	0,09	0,12
Reino Unido	1,77	1,59	1,74	1,66	1,64	1,68

Fonte: A Qualidade Regulatória construída pelo Banco Mundial foi utilizada para representar as diferenças existentes no risco regulatório entre o Brasil e Reino Unido.

Em decorrência da diferença da Qualidade Regulatória sobejamente apontada no Quadro acima, não é admissível conceber que o risco regulatório brasileiro possa ser representado simplesmente pelos betas das empresas inglesas ajustados pela



estrutura de capital brasileira e alíquota de impostos. **Assim, a consideração de um risco adicional no Brasil é necessária e relevante para a determinação do custo de capital de suas empresas reguladas.**

As diferenças de beta são, inclusive, decorrentes das diferenças regulatórias sendo que nos países mais desenvolvidos, como no Reino Unido, onde já ocorreu uma estabilidade regulatória e diversos ciclos tarifários sem mudanças abruptas de critério, é esperado que os betas sejam menores. Em decorrência da maior instabilidade em países emergentes e de mudanças regulatórias em itens sensíveis como a remuneração dos acionistas, o beta tende a ser mais elevado e, mesmo assim, pode ainda não conter todo o risco sistemático, sendo necessário capturar a diferença através de um risco regulatório conforme apontam Camacho (2004), Guasch (2004), Carrasco, Joaquim e Pinho de Melo (2014).

Camacho (2004) propõe uma metodologia robusta para apurar o risco regulatório quando os betas de empresas internacionais são utilizados para determinar os betas de empresas no Brasil. Em vista disso, calculamos o prêmio pelo risco regulatório no Brasil em relação ao Reino Unido a partir da diferença entre o beta médio das empresas brasileiras com o beta estipulado pela OFGEM em 2014, conforme Tabela 15.

Tabela 15 – Cálculo do Prêmio de Risco Regulatório para o período de 01/04 a 12/13

Empresas Brasileiras de Energia Elétrica e Distribuição de Gás	Carteira Price-Cap no Brasil
	CMIG4 BZ Equity
	ELET6 BZ Equity
	CPL6 BZ Equity
	CGAS5 BZ Equity
	CEEB3 BZ Equity
	GEPA4 BZ Equity
	TRPL4 BZ Equity
	CBEE3 BZ Equity
	CEGR3 BZ Equity
	COCE5 BZ Equity
	EKTR4 BZ Equity
	ENMA3B BZ Equity
	CELP5 BZ Equity
	CEPE5 BZ Equity
	CLSC4 BZ Equity
	AELP3 BZ Equity
	LIPR3 BZ Equity
CMGR4 BZ Equity	
Beta Médio (1)	0,98
Beta da OFGEM	0,90
Diferença (2)	0,08
Prêmio de Mercado (3)	6,77%
Prêmio pelo Risco Regulatório	0,54%

(1): Beta Médio da carteira *Price-Cap*: Coeficiente de inclinação da regressão da carteira de empresas price-cap com o S&P 500 de 2004 a 2013.

(2): Diferença: Trata-se do ajuste do beta pelo fato do sistema price-cap no Brasil apresentar maior risco do que o sistema no Reino Unido segundo Camacho (2004).

(2): Prêmio de Mercado Global no período de 1926 a 2012 (Ibbotson, 2013)

(3): Prêmio pelo Risco Regulatório: (1) x (2) conforme Camacho (2004).

Fonte: Elaborado pela equipe técnica da FIA

Para efeitos de análise, foram selecionadas empresas brasileiras do setor de energia e gás para compor a carteira do regime *price-cap*. Assim, foram escolhidas as 18 maiores empresas brasileiras pelo fato delas possuírem liquidez satisfatória no mercado acionário em todo o período de 2004 a 2013. A Tabela 16 evidencia o cálculo do custo de capital próprio e do WACC real com a adição do prêmio de risco regulatório (proposta (ii-b)).

Tabela 16 – Cálculo do Prêmio de Risco Regulatório para o período de 01/04 a 12/13 – Demonstração do Custo de Capital Próprio com adição do Prêmio de Risco Regulatório e do Risco de Intervenção

Estimativa do Custo do Capital Próprio com adição dos Riscos Adicionais	
Componentes do Custo do Capital Próprio	%a.a.
Taxa livre de risco	3,91
Beta da Comgás para Alavancagem de 46%	0,61
Prêmio de mercado	6,77
Risco País	4,69
Custo de Capital Próprio Nominal	12,74
<i>Riscos Adicionais</i>	
(+) Risco de Intervenção na Política de Preços dos Substitutos	1,39
(+) Risco Regulatório	0,54
(=) Custo de Capital Próprio Nominal Total	14,67

Fonte: Elaborado pela equipe técnica da FIA

Dessa forma, o custo de capital próprio nominal com a adição dos prêmios de risco regulatório e de intervenção resultou num valor de 14,67% a.a. para um grau de alavancagem de 46%.

Proposta (ii-b): o risco regulatório a ser utilizado é de 0,54% a.a.

4 Prêmio por Tamanho

O *size premium* se refere ao prêmio de risco para o tamanho de empresa, adicional calculado em seu custo de capital. Uma amostra abrangente pode incluir, além das 13 empresas abertas no mundo com o código 4924 (*Natural Gas Distribution*, conforme proposto pela Nota Técnica), as 16 empresas do código 4923 (*Gas transmission and distribution*), que contemplam todas as empresas de distribuição de gás natural, a Comgás se apresenta em 9º. pelo critério de *market cap*, conforme Tabela 17. Se for considerada apenas a classificação SIC code 4924, a Comgás é a quarta maior empresa.

Tabela 17 – Capitalização de mercado (Market cap, em R\$ Milhões), em Dez/2013

#	Company Name	Exchange: Ticker	Headquarters - Country	SIC Codes	Market Capitalization (BRLmm)
1	Centrica plc (LSE:CNA)	LSE:CNA	United Kingdom	4923 Gas transmission and distribution; 4932 Gas and other services combined; 6719 Holding companies	63.467,4
2	Canadian Utilities Ltd. (TSX:CU)	TSX:CU	Canada	4924 Natural gas distribution; 4932 Gas and other services combined	20.684,8
3	AGL Energy Limited (ASX:AGK)	ASX:AGK	Australia	1389 Oil and gas field services; 4923 Gas transmission and distribution; 4932 Gas and other services combined	17.165,7
4	ENN Energy Holdings Limited (SEHK:2688)	SEHK:2688	China	4923 Gas transmission and distribution; 5172 Petroleum products	16.953,9
5	China Gas Holdings Limited (SEHK:384)	SEHK:384	Hong Kong	4923 Gas transmission and distribution; 5172 Petroleum products	15.217,2
6	AGL Resources Inc. (NYSE:GAS)	NYSE:GAS	United States	4922 Natural gas transmission; 4924 Natural gas distribution	12.560,2
7	APA Group (ASX:APA)	ASX:APA	Australia	4911 Electric services; 4923 Gas transmission and distribution	10.795,1
8	Atmos Energy Corporation (NYSE:ATO)	NYSE:ATO	United States	4924 Natural gas distribution	9.483,8
9	Companhia de Gás de São Paulo - COMGÁS (BOVESPA:CG)	BOVESPA:CGAS5	Brazil	4924 Natural gas distribution; 4925 Gas production and/or distribution	6.493,1

#	Company Name	Exchange: Ticker	Headquarters - Country	SIC Codes	Market Capitalization (BRLmm)
	AS5)				
10	Envestra Limited (ASX:ENV)	ASX:ENV	Australia	4922 Natural gas transmission; 4923 Gas transmission and distribution	3.942,8
11	Aygaz A.S. (IBSE:AYGAZ)	IBSE:AYGAZ	Turkey	2813 Industrial gases; 4924 Natural gas distribution	2.935,0
12	China Oil And Gas Group Limited (SEHK:603)	SEHK:603	Hong Kong	4922 Natural gas transmission; 4923 Gas transmission and distribution	2.052,9
13	China Tian Lun Gas Holdings Limited (SEHK:1600)	SEHK:1600	China	1382 Oil and gas exploration services; 4922 Natural gas transmission; 4923 Gas transmission and distribution	1.803,6
14	Energy World Corp. Ltd. (ASX:EWC)	ASX:EWC	Australia	1311 Crude petroleum and natural gas; 1382 Oil and gas exploration services; 4923 Gas transmission and distribution; 4931 Electric and other services combined	1.390,4
15	Chesapeake Utilities Corporation (NYSE:CPK)	NYSE:CPK	United States	4923 Gas transmission and distribution; 4924 Natural gas distribution	1.295,6
16	Ascopiave S.p.A. (BIT:ASC)	BIT:ASC	Italy	1731 Electrical work; 4924 Natural gas distribution; 4932 Gas and other services combined	1.279,5
17	E1 Corporation (KOSE:A017940)	KOSE:A017940	South Korea	4923 Gas transmission and distribution; 5172 Petroleum products; 9999 Non-classifiable establishments	914,4
18	Binhai Investment Company Limited (SEHK:2886)	SEHK:2886	Hong Kong	1623 Water, sewer, and utility lines; 4923 Gas transmission and distribution	826,0
19	Busan City Gas Co., Ltd. (KOSE:A015350)	KOSE:A015350	South Korea	4923 Gas transmission and distribution; 4924 Natural gas distribution; 5983 Fuel oil dealers	822,9
20	Delta Natural Gas Company, Inc. (NasdaqGS:DGAS)	NasdaqGS:DGAS	United States	4923 Gas transmission and distribution	355,7
21	Daesung Energy Co., Ltd. (KOSE:A117580)	KOSE:A117580	South Korea	4923 Gas transmission and distribution; 4924 Natural gas distribution; 4925 Gas	343,1

#	Company Name	Exchange: Ticker	Headquarters - Country	SIC Codes	Market Capitalization (BRLmm)
)			production and/or distribution	
22	egypt gas company -sae (CASE:EGAS)	CASE:EGAS	Egypt	4923 Gas transmission and distribution	289,1
23	Acsm-Agam S.p.A. (BIT:ACS)	BIT:ACS	Italy	4924 Natural gas distribution; 4932 Gas and other services combined; 4941 Water supply; 4953 Refuse systems	263,0
24	Chubu Gas Co.,Ltd. (NSE:9540)	NSE:9540	Japan	4923 Gas transmission and distribution; 4925 Gas production and/or distribution	245,8
25	Distribuidora de Gas Cuyana S.A. (BASE:DGCU2)	BASE:DGC U2	Argentina	4924 Natural gas distribution	225,8
26	Camuzzi Gas Pampeana S.A. (BASE:CGPA2)	BASE:CGP A2	Argentina	4923 Gas transmission and distribution; 4924 Natural gas distribution	217,0
27	Corning Natural Gas Holding Corporation (OTCPK:CNIG)	OTCPK:CNI G	United States	4923 Gas transmission and distribution	99,9
28	Changfeng Energy Inc. (TSXV:CFY)	TSXV:CFY	Canada	4924 Natural gas distribution	50,9
29	China Natural Gas, Inc. (OTCPK:CHNG.Q)	OTCPK:CH NG.Q	China	4922 Natural gas transmission; 4923 Gas transmission and distribution	18,4

Fonte: S&P Capital IQ.

Desta forma, pelo critério de *market cap*, a Comgás se situa entre o 3º. e 4º. decis das empresas abertas do setor no mundo. Apresenta-se, portanto, com capitalização média e o prêmio por tamanho, segundo Ibbotson (2009), deve ser de 0,74% a.a., de acordo com a Tabela 18.

Tabela 18 – Cálculo do Prêmio de Risco Regulatório para o período de 01/04 a 12/13 – Demonstração do Custo de Capital Próprio com adição do Prêmio de Risco Regulatório, do Risco de Intervenção e do Risco Tamanho

Estimativa do Custo do Capital Próprio com adição dos Riscos Adicionais	
Componentes do Custo do Capital Próprio	%a.a.
Taxa livre de risco	3,91
Beta da Comgás para Alavancagem de 46%	0,61
Prêmio de mercado	6,77
Risco País	4,69
Custo de Capital Próprio Nominal	12,74
<i>Riscos Adicionais</i>	
(+)Risco de Intervenção na Política de Preços dos Substitutos	1,39
(+) Risco Regulatório	0,54
(+) Risco Tamanho	0,74
(=)Custo de Capital Próprio Nominal Total	15,41

Fonte: Elaborado pela equipe técnica da FIA

Proposta (iii): o prêmio por tamanho considerado é de 0,74% a.a.



5 Novo cálculo do WACC

A partir da metodologia apresentada no capítulo anterior, efetuamos o cálculo do custo de capital próprio e de terceiros, no intuito de estimar o WACC.

A alíquota de impostos considerada na metodologia é de 34%, composta por 25% de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e 9% de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL). É uma abordagem simplificada comumente utilizada e que foi aceita neste relatório.

A proporção de dívida da empresa adotada para o cálculo do WACC e do custo do capital de terceiros foi de 46% e, portanto, parte-se da premissa de que as concessionárias distribuidoras de gás manterão 54% de seus investimentos financiados por capital próprio e 46% por recursos financiados por terceiros. A taxa anual de inflação utilizada para se encontrar o custo médio ponderado de capital real foi dada pela projeção do FMI para 2014 em concordância com a Nota Técnica N° RTC/01/2009.

Tabela 19 – Determinação do Custo Médio Ponderado de Capital para a Comgás

Estimativa do Custo do Capital Próprio	
Componentes do Custo do Capital Próprio	%a.a.
Taxa livre de risco	3,91
Beta com Alavancagem de 46%	0,61
Prêmio de mercado	6,77
Risco país	4,69
Capital Próprio Nominal	12,74
<i>Riscos Adicionais</i>	
(+) Risco Regulatório	0,54
(+) Risco de Intervenção	1,39
(+) Prêmio por Tamanho	0,74
Custo de Capital Próprio Nominal Total	15,41

Estimativa do Custo do Capital de Terceiros	
Componentes do Custo do Capital de Terceiros	%a.a.
Taxa livre de risco	3,91
Risco de crédito	2,82
Risco País	4,69
Custo Nominal do Capital de Terceiros	11,42

Estimativa do Custo Médio Ponderado de Capital	
Componentes do WACC	%a.a.
Custo de capital próprio	15,51
Custo da dívida	11,42
Tributação no Brasil (IR e CSLL)	0,34
Dívida / (Dívida + PL)	0,46
WACC nominal	11,79
Inflação	1,77
WACC real	9,84

Fonte: Elaborado pela equipe técnica da FIA

A Tabela 19 demonstra o cálculo do custo médio ponderado de capital (WACC) apurado pela metodologia FIA, na qual se observa o valor do WACC nominal de 11,79% a.a. como, também, pelo desconto da inflação, um WACC real de 9,84% a.a. aplicáveis à Comgás. Para determinação do custo médio ponderado de capital das demais concessionárias, deve-se substituir o prêmio por tamanho de 0,74% por 1,32%, conforme disposto na Nota Técnica da ARSESP, resultando em um WACC de 10,15% a.a.



Referências

ALEXANDER, I.; IRWIN, T. Price Caps, Rate-of-Return Regulation and the Cost of Capital. Private Sector Development Department. The World bank Group, 1996.

ALEXANDER, I.; MAYER, C. e WEEDS, H. Regulatory Infrastructure and Risk: An International Comparison. *Policy Research Working Paper*, 1996.

ANTT. Nota Técnica No. 58 COGTL/SEAE/MF. Análise da metodologia e revisão de parâmetros para fixação da taxa de remuneração do capital para cálculo da tarifa de referência da licitação de permissão do Transporte Rodoviário Interestadual e Internacional de Passageiros – TRIIP. Brasília, 11 de junho de 2008.

ARSESP. *Nota Técnica N°RTS/01/2011*. Definição e Metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), 2011.

_____. *Nota Técnica N°RTG/01/2014*. Determinação do Custo Médio Ponderado de Capital para o Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Gás Canalizado do Estado de São Paulo, 2014.

BANCO DO BRASIL. Análise de Investimento – Laudo de Avaliação Econômico-Financeira da Comgás do Banco do Brasil, 2011.

BARCELOS, L. C.; BUENO, R. D. L. D. S. Regulatory Risk in the Securities Markets: a CAPM Model Approach to Regulated Sectors in Brazil. *Essays on Regulatory Risk Issues*, 2010.

BONOMO, M.; GARCIA, R. Estimando e Testando o CAPM Condicional com efeitos ARCH para o Mercado Acionário Brasileiro. In: BONOMO, Marco (Org.). *Finanças Aplicadas ao Brasil*. Rio de Janeiro: FGV, 2004.

CAMACHO, F. Custo de Capital de Indústrias Reguladas no Brasil. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, V. 11, n. 21, p. 139-164, 2004.

CARRASCO, V.; JOAQUIM, G. e PINHO DE MELO, J.M.. Risco Regulatório no Brasil: Teoria e Mensuração. In: *Gargalos e Soluções no Infraestrutura de*



Transportes, Armando Castelar and Claudio Frischtak, editors, Rio de Janeiro: Editora da FGV, 2014, v. 1, p. 21-37.

COPELAND, T. KOLLER, T. MURRIN, J. *Avaliação de Empresas – Valuation: calculando e gerenciando o valor das empresas*. 3ed. São Paulo: Makron Books, 2002.

DAMODARAN, Aswath. Base de dados atualizada de países emergentes. Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Acesso em 12/05/2014.

ERNST YOUNG. *Mapping Power and Utilities Regulation in Europe*. 2013.

GRAHAM, J. R.; HARVEY, C. R. Equity Risk Premium. *Working Paper disponível em SSRN*, 2013.

GREEN, Richard; PARDINA, Martin Rodriguez. *Resetting price controls for privatized utilities: a manual for regulators*. World Bank Publications, 1999.

GUASCH, J. Luis. *Granting and renegotiating infrastructure concessions: doing it right*. World Bank Publications, 2004.

IBBOTSON. *SBBI Classic Year Book*, 2009.

_____. *SBBI Classic Year Book*, 2013.

MARTELANC, Roy; PASIN, Rodrigo; PEREIRA, Fernando. *Avaliação de Empresas: um guia para fusões & aquisições e private equity*, 2010.

MARTINS, Eliseu. Avaliação de empresas: da mensuração contábil à econômica. *Caderno de estudos*, n. 24, p. 28-37, 2000.

PAMPLONA, N. Subsídio ao preço do óleo combustível mina o gás. *Resenha Eletrônica – Brasil Econômico* de 10/12/2013.

WRIGHT, S.; MASON, R.; MILES, D. *A Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated in the UK*. Report on behalf of Smithers & Co Ltd, 2003.