

## ÍNDICE

1. Sumário .....	3
2. Introdução .....	9
2.1. Objetivo do Documento .....	9
2.2. Antecedentes .....	9
2.3. A Rede de Distribuição e Área de Concessão .....	9
3. Entorno Regulatório e Institucional .....	10
3.1. O Marco Regulatório .....	10
3.2. O Modelo Regulatório da Concessão .....	11
3.3. O Processo de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite .....	11
4. Taxa de Remuneração de Capital .....	13
5. Projeção de Margem Total Não Reposicionada .....	16
5.1. Projeção de Demanda .....	16
5.1.1. Mercado Residencial .....	16
5.1.2. Mercado Comercial .....	17
5.1.3. Mercado Industrial e Petroquímico .....	18
5.1.4. Mercado de Cogeração e Mercado de Climatização .....	18
5.1.5. Mercado Automotivo - GNV .....	18
5.1.6. Mercado Termelétrico .....	19
5.1.7. Resumo da Projeção de Demanda por Mercado .....	19
5.2. Projeção de Margem Total Não Reposicionada .....	21
5.2.1. Mercado Residencial .....	21
5.2.2. Pequeno Comércio .....	22
5.2.3. Grande Comércio e Industrial .....	22
5.2.4. Gás Natural Veicular - GNV .....	22
5.2.5. Térmicas .....	22
5.2.6. Gás Liquefeito de Petróleo – GLP .....	22
6. Custos Operacionais - OPEX .....	23
6.1. Despesas Operacionais .....	23
6.2. Despesas de Pessoal .....	23
6.3. Outras Despesas .....	24
6.3.1. Provisões .....	24
6.3.2. Perdas de Gás .....	24
6.3.2.1. Projeção de Custos de Suprimento de Gás para o Período 2013- 2017 .....	25
6.3.3. Eficiência Energética .....	25
6.3.4. Gastos de GNC e GNS .....	26

6.4. Resumo de Projeções de OPEX.....	27
7. Receitas Correlatas.....	28
8. Plano de Investimentos.....	29
8.1. Investimentos Singulares.....	29
8.2. Investimentos Fixos.....	31
8.3. Investimentos Variáveis.....	32
9. Base de Remuneração dos Ativos - BRA.....	36
9.1. Ativos a serem Remunerados.....	36
9.2. Atualização pelo IGP-M conforme Contrato de Concessão.....	36
9.3. Base Inicial de Remuneração de Ativos.....	37
9.4. Depreciação dos Ativos da Base para o 3º Quinquênio.....	38
9.5. Base Final de Remuneração de Ativos.....	39
10. Deduções da Base de Cálculo dos Impostos.....	40
11. Recuperação de Retroatividade.....	41
12. Recuperação de Subsídio MCMV.....	42
13. Índice de Reposicionamento Tarifário - <i>m</i> .....	43
14. Receita Requerida.....	44
15. Estrutura Tarifária Proposta.....	45
16. Anexos.....	48
16.1. Documentos Anexos deste Relatório.....	48
16.2. Documentos de Referência.....	48

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### 1. Sumário

Ao apresentar o presente relatório, referente à 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG RIO (“CONCESSIONÁRIA”), que irá vigorar durante o quinquênio 2013 -2017, a CONCESSIONÁRIA acredita estar atendendo a todas as condições estabelecidas no Contrato de Concessão celebrado em 21 de julho de 1997, entre a CONCESSIONÁRIA e o Poder Concedente, relativas aos procedimentos e informações lá estabelecidos para os processos de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, bem como as diretrizes deliberadas nos processos das Revisões Quinquenais de Tarifas Limite anteriores.

Para auxiliar na elaboração deste relatório e, ainda, desenvolver análises e modelagens especializadas, a CONCESSIONÁRIA contratou a NOVIX, consultoria com vasta experiência, nacional e internacional, no desenvolvimento de estudos e modelagem de várias questões, entre elas, regulação no setor energético e, especialmente no de gás natural. Além desta, foi contratada a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ), renomada universidade, com notória especialização para o tema da taxa de remuneração.

Os valores apresentados neste documento são referenciados em moeda de dezembro de 2011.

A seguir são apresentados os principais elementos desta 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, utilizados na metodologia de Fluxo de Caixa Livre da Empresa onde é determinado o índice de reposicionamento da margem da tarifa limite vigente a partir de 01 de janeiro de 2013.

#### A. Taxa de Remuneração de Capital

A taxa de remuneração de capital, a ser utilizada como taxa de desconto no FCLE foi calculada pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ), a partir das diretrizes estipuladas no § 9º, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, conforme apresentada no item 4 deste documento, sendo a mesma igual a 11,17% a.a.

#### B. Margem Total Não Reposicionada

Para obtenção da margem total não reposicionada toma-se por base a projeção de demanda por mercado para o quinquênio 2013-2017 e as margens unitárias vigentes em 31/12/2011, sem a parcela da retroatividade.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

No quadro 1 abaixo, tem-se as projeções de demanda para o quinquênio 2013-2017. Tais projeções foram elaboradas por mercado, tomando-se como base a realidade histórica, o potencial de mercado, os cenários específicos para determinados segmentos e os projetos singulares, que se encontram detalhadas no item 5. A evolução da demanda projetada para o quinquênio 2013-2017 representa uma taxa média anual de crescimento de 3,02%, considerando 2012 como base, e a projeção total de demanda é de 2.101,13 milhões m<sup>3</sup>/ano.

CEG RIO - Demanda Projetada (Mm <sup>3</sup> /ano)					
Mercado	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial (*)	3,29	3,72	4,09	4,51	4,91
Comercial	1,36	1,54	1,70	1,85	1,96
Climatização	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Cogeração	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
GNV	159,84	159,04	158,24	157,45	156,66
Industrial	641,53	645,94	646,75	647,44	648,28
Petroquímico	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Térmicas	1.179,32	1.082,04	1.179,32	1.179,32	1.265,72
Consumidor Livre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Salineiras	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80
Barrilista	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ceramista	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
<b>TOTAL VENDAS PROJETADAS</b>	<b>2.008,94</b>	<b>1.915,87</b>	<b>2.013,70</b>	<b>2.014,16</b>	<b>2.101,13</b>

(\*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

Quadro 1: Projeção de Demanda para o Quinquênio 2013-2017

Considerando-se as margens vigentes em 31/12/2011, indicada no Anexo 1, sem a parcela da retroatividade de 9,32830118% determinada pela Deliberação AGENERSA nº 462 de 29/10/2009, temos no quadro 2, a seguinte projeção de margens não reposicionadas (depois dos impostos) para o quinquênio 2013-2017.

CEG RIO	Ano				
	2013	2014	2015	2016	2017
Valores em MR\$					
I - Margem Total não Reposicionada	180,93	181,83	186,40	188,46	198,67

Quadro 2: Projeção de Margens Não Reposicionadas para Quinquênio 2013-2017

### C. Custos Operacionais - OPEX

No quadro 3 abaixo, tem-se as projeções de OPEX para o quinquênio 2013-2017. O conceito de OPEX inclui todas as despesas vinculadas à operação e à manutenção das redes, gestão comercial dos usuários do serviço de distribuição de gás canalizado e à administração da CONCESSIONÁRIA, conforme detalhado no item 6.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

A evolução do OPEX projetado para o quinquênio 2013-2017 representa uma taxa média anual de crescimento de 5%, impulsionado por gastos de serviços a clientes.

Cabe ressaltar, que o OPEX não inclui a depreciação da base de ativos, pois a mesma é considerada de forma específica na metodologia do FCLE.

CEG RIO	Ano				
Valores em MR\$	2013	2014	2015	2016	2017
II - Custos Operacionais - OPEX	45,99	48,22	50,56	52,95	54,08

Quadro 3: Projeção de OPEX para Quinquênio 2013-2017

### D. Receitas Correlatas

No quadro 4 abaixo, tem-se as projeções das receitas correlatas para o quinquênio 2013-2017. As receitas correlatas são aquelas não decorrentes diretamente da prestação do serviço de distribuição de gás canalizado, conforme detalhado no item 7 deste documento.

CEG RIO	Ano				
Valores em MR\$	2013	2014	2015	2016	2017
III - Receitas Correlatas	0,61	0,61	0,72	0,75	0,80

Quadro 4: Projeção de Receitas Correlatas para Quinquênio 2013-2017

### E. Base de Remuneração de Ativos – BRA

#### a) Base Inicial de Remuneração de Ativos – Base Inicial (BRA<sub>i</sub>)

A Base inicial é composta por:

- Ativos operacionais imobilizados depreciados;
- Diferidos amortizados;
- Intangível amortizado conforme definido no §6º, alínea b, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão;
- Depreciação dos ativos operacionais que tenham sido imobilizados no período 2007-2011.

Para determinar a Base Inicial, criou-se um banco de dados, a partir do sistema SAP 4.7, módulo AA, com todas as informações necessárias solicitadas pelo Contrato de Concessão. Dessa forma, a partir de dados contábeis, devidamente auditados, foi extraída a relação de bens até 31 de dezembro de 2011, com seus valores e suas respectivas datas de imobilização. A esse valor inicial se incorpora a previsão

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

da evolução desta base referente ao ano de 2012, assim tem-se para a Base Inicial, em 01 de janeiro de 2013, o valor de R\$ 525 milhões, conforme detalhado no item 9.3 deste documento.

### b) Investimentos

A proposta da CONCESSIONÁRIA contempla investimentos de cerca de R\$ 581,39 milhões no período entre 2013 e 2017, R\$ 525,61 milhões no ativo da CONCESSIONÁRIA e R\$ 55,78 milhões em gastos a distribuir em vários exercícios (Gasto Diferido). Encontra-se detalhado no item 8 deste documento o plano de investimentos para o período de 2013 a 2017, conforme sua natureza. Para 2012 estão previstos investimentos totais de R\$ 41,86 milhões referentes aos mesmos conceitos.

No quadro 5 abaixo, tem-se as projeções de investimentos para o quinquênio 2013-2017. O Plano de Investimentos visa, principalmente, à captação de novos clientes, através da construção de novas redes e ramais, saturando os municípios já atendidos por rede de gás ou em fase inicial de atendimento, ou expandindo para novos municípios.

CEG RIO	Ano				
Valores em MR\$	2013	2014	2015	2016	2017
VI = Investimentos	82,32	87,81	73,97	188,59	148,69

Quadro 5: Projeção de Investimentos para Quinquênio 2013-2017

### c) Base Final de Remuneração de Ativos – Base Final (BRA<sub>f</sub>)

A Base Final é determinada a partir da Base Inicial considerando os investimentos previstos, as depreciações e amortizações referentes ao quinquênio 2013-2017. Assim, tem-se para a Base Final, em 31 de dezembro de 2017, o valor de R\$ 850 milhões, conforme demonstrado no quadro 6 abaixo.

CEG RIO	Ano				
Valores em MR\$	2013	2014	2015	2016	2017
IX = Base Inicial	525,37	560,59	597,82	617,82	750,27
VI = Investimentos	82,32	87,81	73,97	188,59	148,69
Depreciação dos ativos da BRA	47,09	50,59	53,97	56,14	48,94
X = Base Final					850,02

Quadro 6: Projeção BRA para Quinquênio 2013-2017

## F. Depreciação e Juros Sobre Capital Próprio

As depreciações e os juros sobre capital próprio são passíveis de dedução da base de cálculo dos impostos (IR e CSLL), conforme previsão legal. Dessa forma tais deduções são consideradas no FCLE.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

O cálculo foi realizado com base na Lei no 9.249, de 1995, art. 9º; RIR/1999, art. 347; e IN SRF nº 93, de 1997, art. 29.

O quadro 7 abaixo apresenta os valores dessas deduções para o período 2013 a 2017. O cálculo detalhado encontra-se no item 10 deste documento.

CEG RIO	Ano				
	2013	2014	2015	2016	2017
Valores em MR\$					
IV = Depreciação	47,09	50,59	53,97	56,14	48,94
V = Juros s/ Capital Próprio	14,84	16,16	17,40	18,55	19,70

Quadro 7: Projeção da Depreciação e Juros Sobre o Capital Próprio para Quinquênio 2013-2017

### G. Recuperação de Retroatividade

A retroatividade foi aprovada através da Deliberação AGENERSA nº 462 de 29/10/09 visando alcançar o equilíbrio econômico-financeiro obtido através da 2ª Revisão Quinquenal de tarifas. Dessa forma, conforme o Artigo 2º da referida Deliberação, eventual recebimento a maior ou a menor em decorrência da recuperação prevista pela retroatividade deverá ser objeto de análise da 3ª revisão quinquenal.

Neste sentido, o quadro 8 abaixo apresenta os valores dessa recuperação para o período 2013 a 2017. O cálculo detalhado encontra-se no item 11 deste documento.

CEG RIO	Ano				
	2013	2014	2015	2016	2017
Valores em MR\$					
VII = Recuperação de Retroatividade	5,39				

Quadro 8: Projeção da Recuperação da Retroatividade para Quinquênio 2013-2017

### H. Recuperação de Subsídio Tarifa MCMV

Em 2011 foi criada a Tarifa Social MCMV através da Deliberação AGENERSA nº 688 de 27/01/11 para consumidores de baixa renda enquadrados nas condições definidas nesta mesma deliberação. Por se tratar de um incentivo não previsto na ocasião da 2ª revisão quinquenal, ficou autorizada a compensação financeira equivalente ao valor dos descontos concedidos pela CONCESSIONÁRIA for força da referida deliberação.

No entanto, foi identificado que não há clientes utilizando a tarifa social MCMV na CONCESSIONÁRIA, tendo em vista que não houve entrega de nenhum projeto MCMV na área da CONCESSIONÁRIA com faixa salarial inferior a três salários mínimos, que é uma das condições para se obter o benefício.

Neste sentido, não há valores a recuperar no período 2013 a 2017.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

### I. Índice de Reposicionamento Tarifário – *m*

Utilizando a metodologia de Fluxo de Caixa Livre da Empresa (FCLE), é determinado o índice de reposicionamento da tarifa limite vigente a partir de 01 de janeiro de 2013 conforme demonstrado no quadro 9 abaixo.

moeda dez/11

Taxa de Remuneração = 11,17%

CEG RIO	Ano					Valor Presente
	2013	2014	2015	2016	2017	
<b>Valores em MR\$</b>						
I = 0,66*Margem Total não Reposicionada	119,41	120,00	123,02	124,38	131,12	452,71
II = 0,66*Custos Operacionais	30,35	31,82	33,37	34,95	35,69	121,24
III = 0,66*Receitas Correlatas	0,41	0,40	0,48	0,50	0,53	1,67
IV = 0,34*Depreciação	16,01	17,20	18,35	19,09	16,64	63,97
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	5,04	5,49	5,92	6,31	6,70	21,36
VI = Investimentos	82,32	87,81	73,97	188,59	148,69	409,98
VII = 0,66*Recuperação de Retroatividade	3,56					3,20
VIII = 0,66*Recuperação de Subsídio MCMV						
IX = Base Inicial	525,37					
X = Base Final					850,02	500,60
$m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) + VP(VII) + VP(VIII) - VP(IX)] / VP(I)$						
<b>m =</b>	<b>1,0430</b>					

Quadro 9: Determinação de *m* para Quinquênio 2013-2017

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### 2. Introdução

#### 2.1. Objetivo do Documento

A finalidade deste documento é apresentar à Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA toda a informação necessária e requerida para instruir a 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite da CONCESSIONÁRIA, que definirá o Índice de Reposicionamento Tarifário – *m* a ser aplicado às tarifas limite que irão vigorar no quinquênio 2013-2017. A elaboração deste relatório tomou por base os preceitos estabelecidos no Contrato de Concessão e nas posteriores diretrizes derivadas dos processos regulatórios das Revisões Quinquenais de Tarifas Limite anteriores.

O presente relatório foi estruturado objetivando permitir que o leitor possa ter o correto entendimento dos dados e informações apresentados e da metodologia adotada na elaboração desta proposta para a 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite.

Cabe ressaltar ainda que, todos os valores monetários utilizados para o cálculo das tarifas limite estão em moeda de dezembro de 2011.

#### 2.2. Antecedentes

A metodologia para as Revisões Quinquenais de Tarifas Limite, prevista originariamente no Contrato de Concessão, foi alterada pela agência reguladora através da Deliberação ASEP-RJ/CD nº 611 de 26 de abril de 2005, da então Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro - ASEP-RJ, relativa à 1ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, objetivando considerar os investimentos a serem realizados no futuro quinquênio. Essa metodologia foi utilizada na 2ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite (2008-2012) e está sendo empregada pela CONCESSIONÁRIA na elaboração da sua proposta para a 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite 2013-2017.

#### 2.3. A Rede de Distribuição e Área de Concessão

A CONCESSIONÁRIA tem exclusividade para a distribuição de gás canalizado para qualquer utilização, em qualquer quantidade, nas Regiões Norte Fluminense, Noroeste Fluminense, nas Baixadas Litorânea Serrana, no Médio Paraíba, Centro-Sul e na Baía da Ilha Grande, todas do Estado do Rio de Janeiro.

Considerando os dados consolidados em 31/12/2011, a CONCESSIONÁRIA possui uma rede de distribuição de 958 km, atendendo a mais de 20 municípios.

### 3. Entorno Regulatório e Institucional

#### 3.1. O Marco Regulatório

A competência sobre os serviços de distribuição de gás canalizado foi definida pela Constituição de 1988, que no seu artigo 25, §2º, estabelece caber aos Estados Federados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado. Nesse sentido, o Governo do Estado do Rio de Janeiro celebrou em 21 de julho de 1997, com a então RIOGÁS S.A., o Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado, para regular a prestação do dito serviço, que é regido também pelas normas gerais das Leis Federais nºs 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e 9.074, de 7 de julho de 1995, da Lei Estadual nº 1.481, de 21 de junho de 1989 (OBS.: essa lei foi revogada pela Lei nº 2.831, de 13 de novembro de 1997), da Lei Estadual nº 2.686, de 13 de fevereiro de 1997 e Lei Estadual nº 2.752, de 2 de julho de 1997, e demais legislações estaduais pertinentes e pelas normas regulamentares expedidas pela Agência Reguladora Estadual.

Em 04 de março de 2009, foi publicada a “Lei do Gás” sob o nº. 11.909/2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural de que trata o artigo 177 da Constituição Federal, bem como as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 06/08/97 e dá outras providências. Esta Lei foi regulamentada através do Decreto Federal 7.382/10, de 02/12/2010.

Para atuar na regulação e fiscalização dos Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado foi criada pela Lei Estadual 2686/97, de 13 de fevereiro de 1997, a Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro - ASEP-RJ, com personalidade jurídica de Direito Público e autonomia administrativa, técnica e financeira.

A ASEP-RJ foi extinta, sendo criada, ato contínuo, a AGETRANSP, como sucessora da primeira. Pela Lei Estadual 4.556, de 06 de junho de 2005, foi criada a Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA. A AGENERSA é uma autarquia especial que tem a finalidade de exercer o poder regulatório, acompanhando, controlando e fiscalizando os atuais contratos de concessão dos serviços públicos concedidos no âmbito de sua atuação, dentre eles, a distribuição de gás canalizado – Concessionárias CEG e CEG RIO.

As ações da AGENERSA objetivam:

- Garantir à população a eficiência, a qualidade e a segurança nos serviços prestados;
- Estimular o desenvolvimento, a universalização e a modernização dos serviços;
- Fiscalizar o cumprimento das normas, prazos, deveres e direitos estabelecidos nos contratos;
- Zelar pelo equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão;

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

- Corrigir falhas ou problemas na prestação dos serviços;
- Mediar divergências entre usuários e Concessionárias;
- Defender os direitos dos usuários frente às Concessionárias;
- Preservar a modicidade das tarifas.

### 3.2. O Modelo Regulatório da Concessão

O serviço público de distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro tem em seu modelo regulatório, conforme estipulado no Contrato de Concessão, os seguintes mecanismos regulatórios:

- Mecanismo de tarifas limite, no qual a CONCESSIONÁRIA não pode cobrar de seus consumidores tarifas superiores àquelas definidas como limite pelo regulador.
- Mecanismo de taxa de remuneração, no qual o regulador determina, de acordo com o estabelecido no Contrato de Concessão, a taxa de remuneração que será utilizada em cada ciclo tarifário quinquenal para reposicionar as tarifas limite e restabelecer o equilíbrio econômico financeiro da concessão.

### 3.3. O Processo de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite

As principais regras e procedimentos ditados pelo Contrato de Concessão aplicáveis à presente Revisão Quinquenal de Tarifas Limite são as seguintes:

- A CONCESSIONÁRIA deve apresentar à AGENERSA, uma proposta de revisão do valor das tarifas limite que figuram no Anexo I, do Contrato de Concessão, para vigorar de 01 de janeiro de 2013 até 31 de dezembro de 2017.
- A proposta de revisão das tarifas limite considerará como custos<sup>1</sup>, todos aqueles referentes a: (i) aquisição de gás; (ii) demais despesas e custos operacionais, excetuadas as despesas financeiras; (iii) depreciação dos ativos operacionais; (iv) tributos, inclusive os incidentes sobre o faturamento mas não os incidentes sobre a renda e (v) remuneração, líquida de imposto de renda, a incidir sobre o ativo operacional imobilizado, a título de remuneração do capital, de acordo com a metodologia indicada nos parágrafos 6º a 9º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.
- Não serão considerados para efeitos da revisão do valor das tarifas limite os investimentos custeados diretamente pelos consumidores, ou por terceiros, inclusive aqueles com instalações e conexões, nem a depreciação decorrente de tais investimentos.

---

<sup>1</sup> Sobre os custos a serem considerados cabe ressaltar que as deliberações da ASEP/RJ e AGENERSA, respectivamente, relativas às duas Revisões Quinquenais de Tarifas Limite anteriores definiram como base para determinar o índice de reposicionamento "m", os custos projetados para o próximo quinquênio, conforme a projeção de demanda e o plano de investimentos da CONCESSIONÁRIA, dentro de um modelo de fluxo de caixa livre descontado

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

- A remuneração do capital será apurada através da aplicação de percentual sobre a Base de Remuneração de Ativos, conforme detalhado no item 4, deste documento, levando em conta o risco inerente da atividade.
- A proposta de revisão das tarifas limite que poderão ser praticadas no quinquênio subsequente deverá vir acompanhada de:
  - a) Demonstração dos custos<sup>2</sup> calculados de acordo com o Plano de Contas a que se refere o § 5º, da Cláusula Oitava do Contrato de Concessão, referentes aos 12 (doze) meses do quarto ano do quinquênio em curso, a serem rateados ou alocados por cada tipo de consumidor;
  - b) Demonstrações financeiras<sup>3</sup> auditadas e exigíveis do último exercício social;
  - c) Estudo referente à demanda e seu crescimento por tipo de consumidor. Conforme detalhado no item 5.1 deste documento.
  - d) Relatório sobre eventuais negociações<sup>4</sup> com consumidores.
  - e) Demonstrativo dos investimentos<sup>5</sup> e de sua evolução realizados durante quinquênio em curso; e
  - f) Plano de investimentos para o quinquênio seguinte. Conforme demonstrado no Anexo 8 deste documento.
- A AGENERSA terá o prazo de 120 (cento e vinte) dias para se manifestar sobre o pedido de revisão, fixando os índices que, aplicados às tarifas limite, resultará nas tarifas limite para o quinquênio subsequente, consoante procedimento previsto no §12, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.

Cabe esclarecer que o ano de 2012 pertence ao quinquênio em curso (terceiro quinquênio da concessão). Portanto, todas as variáveis foram projetadas para este ano, de forma a determinar os valores iniciais para o quinquênio seguinte. Consequentemente, o período a ser considerado para o cálculo das tarifas limite é o compreendido entre 2013 e 2017 (quarto quinquênio da concessão).

---

<sup>2</sup> *Idem nota 1*

<sup>3</sup> *No Anexo 2 são apresentadas as demonstrações contábeis e financeiras do ano 2011, realizada pela empresa de auditoria independente PricewaterhouseCoopers (PwC);*

<sup>4</sup> *Considerando que o processo de negociação com os consumidores mais relevantes é dinâmico, sofrendo alterações de status a cada momento, não anexamos um relatório sobre este tema, que sem sombra de dúvidas estará desatualizado no momento da sua análise pela AGENERSA. As informações requeridas pela AGENERSA serão fornecidas de forma tempestiva pela CONCESSIONÁRIA*

<sup>5</sup> *No Anexo 5 segue o demonstrativo de investimentos anuais, realizados no período de 2008 a 2011, visando permitir uma análise da evolução dos investimentos da CONCESSIONÁRIA.*

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### 4. Taxa de Remuneração de Capital

A taxa de remuneração de capital, para esta terceira Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, que incidirá sobre a Base de Remuneração de Ativos (BRA) durante o quinquênio 2013-2017 e que, portanto, deverá ser utilizada como taxa de desconto no FCLE, está estipulada no § 9º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão da seguinte forma:

$$\text{Taxa de Remuneração de Capital} = r_f + [\beta \times (\text{prêmio de risco})] + r_b$$

onde,

$r_f$ , é a taxa real livre de risco,

$\beta$  é o parâmetro que relaciona o risco sistemático (não diversificável) do setor de atuação da CONCESSIONÁRIA ao retorno do mercado como um todo,

**Prêmio de risco** é a diferença entre o retorno esperado do mercado como um todo e a taxa livre de risco ( $r_f$ ),

$r_b$  é o "risco Brasil",

Objetivando subsidiar esta proposta de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite a CONCESSIONÁRIA solicitou a PUC-RJ a elaboração de um relatório, que se encontra no Documento Referência 2, visando determinar a taxa de remuneração de capital, em conformidade com o estabelecido no § 9º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, e considerando que:

- A rentabilidade deve respeitar o princípio de razoabilidade dos contratos, levando em consideração as características específicas do serviço público de distribuição de gás canalizado.
- O serviço de distribuição de gás canalizado prestado pela CONCESSIONÁRIA é impactado por elevado capital imobilizado e investimentos programados, cuja remuneração dependerá da definição da base de capital e da taxa de rentabilidade aplicada a esta base.
- Faz-se, necessária a adequação da remuneração do capital dos investidores aos riscos e custos reais de capital, presentes no setor.

O relatório elaborado pela PUC apresenta os resultados explicitados na tabela 1 abaixo, considerando as seguintes premissas:

- Taxa livre de risco ( $r_f$ ):
  - Mesmo critério adotado pela ANEEL (NT 262/2011);
  - Série de dados anuais do período de 1995 a 2011;

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

- Data inicial da série coincide com data inicial da 2ª Revisão Tarifária, aumentando em 5 anos a amostra utilizada, com maior precisão da estimativa da taxa;
- Cálculo do Beta ( $\beta$ ):
  - Mesma metodologia reconhecida pela ARSESP na NT RTC/01/2009;
  - Utilização do o setor de *natural gas utility* dos EUA, com uma amostra de 22 empresas, pesquisadas por Damodaran (2012), com base no banco de dados *Capital IQ* e sistema *Bloomberg*;
  - Beta médio desalavancado dos últimos 5 anos foi estimado em **0,45, para o mercado norte americano**, com um incremento estimado de 0,25 em função de risco adicional à rentabilidade das empresas pelo modelo regulatório brasileiro (*price cap*);
- Prêmio de Risco Mercado ( $r_m - r_f$ ):
  - Mesmo critério adotado pela ANEEL (NT 262/2011);
  - Retorno % S&P 500 vs Tbond\_10anos, período de 1926 a 2011 (baseado no Relatório Ibbotson SBBI Risk Premia Over Time Report 2012).
- Prêmio de Risco Tamanho:
  - Mesmo critério adotado pela ARSESP no caso das distribuidoras Gás Brasileiro e São Paulo Sul;
  - Segundo Fama & French (1992) e Damodaran (2012), há uma relação direta entre o tamanho da empresa e o risco inerente às operações.
  - Relatório *Ibbotson SBBI Risk Premia Over Time Report 2012*.
- Prêmio Brasil ( $r_b$ ):
  - Mesmo critério adotado pela ANEEL (NT 262/2011) e ARSESP (NT RTC/01/2009);
  - Títulos de dívida externa brasileira em relação a papéis de prazo equivalente do Tesouro dos Estados Unidos, representada pelo EMBI+ Brasil, calculado pelo banco *JP Morgan*.
  - EMBI+Brasil: referência de risco país utilizado pelo BACEN e *Ibbotson Associates*.

Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado
 

---

tabela 1 - Demonstrativo da Taxa de Remuneração de Capital Elaborado pela PUC-RJ

Índices	Critério	Valor
Taxa Livre de Risco ( $r_f$ )	Tbond 10 anos real (média 1995 a 2011)	2,17%
Beta do Setor ( $\beta = \beta_1 + \beta_2$ )	$\beta_1 = b$ médio último ano do setor de Gás EUA - capital IQ	0,45
	$\beta_2 =$ ajuste do $\beta$ para metodologia regulatória	0,25
Prêmio de risco	lbboston de 1926 a 2011	8,50%
Risco Brasil - ( $r_b$ )	EMBI + Brasil (média 2001 - 2011)	3,06%
<b>Taxa de Remuneração</b>		<b>11,17%</b>

Nota: moeda (dólar)

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### 5. Projeção de Margem Total Não Reposicionada

Para obtenção da margem total não reposicionada toma-se por base a projeção de demanda por mercado para o quinquênio 2013-2017 e as margens unitárias vigentes em 31/12/2011, indicada no Anexo 1 deste relatório, sem a parcela da retroatividade de 9,32830118% determinada pela Deliberação AGENERSA nº 462 de 29/10/2009.

#### 5.1. Projeção de Demanda

A seguir são descritos os critérios adotados para a projeção de cada mercado.

##### 5.1.1. Mercado Residencial

A projeção de expansão do mercado residencial foi elaborada com base num estudo de potencial de mercado, a partir de dados socioeconômicos do Censo (IBGE-2010) separados por municípios. Para a obtenção de um mercado potencial factível, consideram-se características, como por exemplo, existência de água encanada, classe social, distância da rede e prováveis clientes âncoras, visando definir o percentual de crescimento destas áreas.

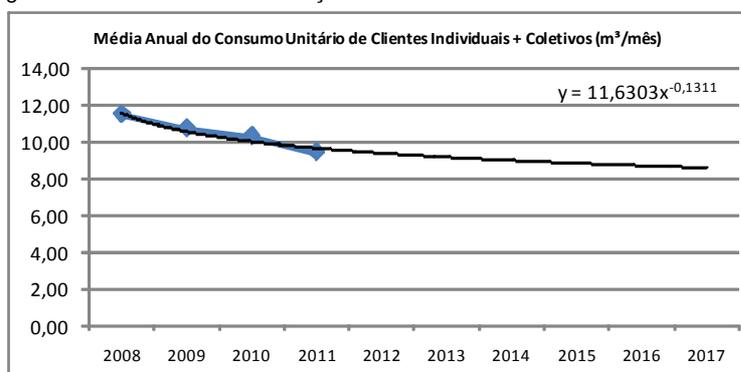
A demanda do mercado residencial foi projetada multiplicando a quantidade de clientes pelo consumo unitário do mercado residencial, considerando a seguinte base de clientes:

- a) a base de clientes existentes: referente aos clientes do último mês realizado (Julho/11);
- b) as altas espontâneas de clientes: projeção de clientes com e sem medidor e separados por município;
- c) as baixas de clientes: projeção de clientes de acordo com o motivo de baixa (por exemplo: falta de pagamento, solicitação do cliente ou outros) e por município. Neste caso, a demanda resultante é retirada do cálculo da demanda total;
- d) as altas por ação comercial: projeção de clientes por município e por produto: (i) Saturação Vertical (SV); (ii) Saturação Horizontal sobre Rede sem ramal (SHR); (iii) Saturação Horizontal fora de rede (SHE) e (iv) Novas Construções (NC). No caso dos municípios novos que não possuem rede, a data de alta considerada é posterior a data de finalização do projeto de expansão e a demanda correspondente foi calculada considerando o início do consumo 2 meses após a data de alta. Vale ressaltar que no Documento Referência 1 “Plano de Expansão Comercial (Mercado Residencial) 2013 – 2017” encontra-se o relatório completo do estudo de potencial de mercado residencial, desenvolvido por esta CONCESSIONÁRIA.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

Considerando a projeção de aumento de clientes e estimando-se que o consumo médio anual unitário seguirá a curva de tendência traçada no gráfico 1 abaixo, estima-se que as vendas projetadas resultam em um crescimento médio anual de cerca de 12% de 2012 a 2017.

gráfico 1 – Tendência de Evolução Consumo Unitário Residencial



Por fim, o total de clientes e o volume foram distribuídos nas faixas de consumo conforme distribuição percentual histórica.

### 5.1.2. Mercado Comercial

Foi projetado um crescimento médio anual de 11% nas vendas, para o período de 2013 a 2017, utilizando 2012 com base.

A demanda do mercado de pequeno comércio foi projetada multiplicando a quantidade de clientes pelo consumo unitário de cada faixa de consumo, considerando:

- base de clientes existentes: referente aos clientes do último mês realizado (Julho/11). A demanda resultante é obtida através da multiplicação da quantidade de clientes pelo consumo unitário de cada faixa de consumo.
- altas espontâneas de clientes: projeção de clientes por município. A demanda correspondente a essas altas está calculada alocando percentualmente as altas acumuladas em faixas e multiplicando essas altas pelo consumo unitário correspondente aos clientes existentes da tarifa Comercial Limite.
- baixas de clientes: projeção de clientes por município. Neste caso, a demanda é calculada conforme realizado no caso das altas espontâneas e é retirada do cálculo da demanda total;

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

- d) altas por ação comercial: projeção de clientes por município. No caso dos municípios novos que não possuem rede, a data de alta considerada é posterior a data de finalização do projeto de expansão. A demanda correspondente a essas altas é calculada conforme realizado no caso das altas espontâneas.

O consumo unitário do mercado PCO utilizado está baseado na média histórica do segmento.

Já no caso dos grandes comércios, a projeção de demanda foi realizada cliente a cliente, tanto para os clientes existentes como para os potenciais clientes.

### 5.1.3. Mercado Industrial e Petroquímico

A projeção da demanda do mercado industrial foi realizada cliente a cliente e foi determinada a partir da demanda dos clientes existentes ao final de 2011, mais a captação de 21 pequenas/médias indústrias, entre o período de 2013 a 2017, e ainda a captação de 2 grandes indústrias no mesmo período de maior porte.

Com tais premissas, tem-se um incremento anual médio de vendas de gás de 0,3% para o mercado industrial no período de 2013 a 2017.

Não há cliente petroquímico na área de concessão da CONCESSIONÁRIA e não há previsão de captação no quinquênio em questão.

### 5.1.4. Mercado de Cogeração e Mercado de Climatização

Não há previsão de captação de clientes de cogeração ou de climatização para o período de 2013 a 2017 na área de concessão da CONCESSIONÁRIA.

### 5.1.5. Mercado Automotivo - GNV

O mercado automotivo da CONCESSIONÁRIA atende aos serviços de transportes coletivos realizados por veículos leves (táxis, vans e kombis), além de veículos de passeio. O segmento de transporte coletivo realizado por veículos leves encontra-se com alto grau de saturação.

Em função do aquecimento do mercado de veículos novos no Brasil a frota entrante neste mercado é quase que em sua totalidade de “modelos flex” (álcool/gasolina) resultando na queda do volume de GNV dos últimos anos.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

Dessa forma, com base nas premissas acima, projetou-se uma redução anual de 0,5% nas vendas de GNV, para o período de 2013 a 2017

O crescimento do mercado automotivo para atender as frotas de ônibus não foi considerado.

### 5.1.6. Mercado Termelétrico

Atualmente existem 2 (duas) Usinas Termelétricas (UTE's) na área de concessão da CONCESSIONÁRIA, são elas: UTE Mário Lago e UTE Norte Fluminense.

Tendo em vista as peculiaridades de cada UTE's, a projeção de vendas foi realizada individualmente, baseada nas seguintes informações:

- De 2013 a 2015, na expectativa de geração térmica à gás natural do Brasil (Gás natural + GNL) expressa em MWmed, constante do Plano Anual da Operação Energética (PEN -2011/2015) do Operador Nacional do Sistema (ONS). Essa geração, em MWmed, foi convertida para milhões de m<sup>3</sup>/dia, aplicando uma eficiência média de 50%. Para 2016 e 2017, pela extrapolação da mesma curva de consumo do PEN 2011/2015.
- Participação histórica (2007 – 2011) de consumo de gás para geração elétrica, de cada Estado, extraído da ABEGÁS, em relação ao consumo nacional.

A partir dessas informações foi estimada a projeção de vendas individualizada de cada UTE, considerando as inflexibilidades operativas (restrição que leva a necessidade de geração mínima da usina), consumo mínimo contratual, menor custo variável unitário de cada UTE, resultando em um incremento médio anual de vendas totais de 5% para o período de 2013 a 2017.

Estima-se ainda a entrada, em Jan/2017, de uma nova unidade, situada em Resende, destinada a atender o pólo industrial local, com potência instalada de 40MW, possuindo uma demanda de 300 mil m<sup>3</sup>/dia ou 86,4 milhões m<sup>3</sup> para aquele ano.

### 5.1.7. Resumo da Projeção de Demanda por Mercado

Seguem abaixo as tabelas resumo com as projeções de clientes e demanda por mercado.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

tabela 2 – Projeção de Altas de Clientes por Segmento - posição dez/ano (2013 – 2017)

CEG RIO - Nº de Altas de Clientes por Segmento (Nº clientes/ano)					
Mercado	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial (*)	7.906	7.904	9.257	9.692	10.332
Comercial	119	105	106	107	108
Climatização	0	0	0	0	0
Cogeração	0	0	0	0	0
GNV	4	4	4	4	4
Industrial	5	5	4	4	5
Petroquímico	0	0	0	0	0
Térmicas	0	0	0	0	1
Consumidor Livre	0	0	0	0	0
Salineiras	0	0	0	0	0
Barrilhista	0	0	0	0	0
Ceramista	0	0	0	0	0
<b>TOTAL Clientes</b>	<b>8.034</b>	<b>8.018</b>	<b>9.371</b>	<b>9.807</b>	<b>10.450</b>

(\*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

tabela 3 – Projeção de Incremento Líquido de Clientes por Segmento - posição dez/ano (2013-2017)

CEG RIO - Nº de Incremento Líquido de Clientes por Segmento (Nº clientes/ano)					
Mercado	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial (*)	4.751	4.203	4.916	4.688	4.627
Comercial	71	48	39	30	20
Climatização	0	0	0	0	0
Cogeração	0	0	0	0	0
GNV	3	3	3	3	3
Industrial	5	5	4	4	5
Petroquímico	0	0	0	0	0
Térmicas	0	0	0	0	1
Consumidor Livre	0	0	0	0	0
Salineiras	0	0	0	0	0
Barrilhista	0	0	0	0	0
Ceramista	0	0	0	0	0
<b>TOTAL Clientes</b>	<b>4.830</b>	<b>4.259</b>	<b>4.962</b>	<b>4.725</b>	<b>4.656</b>

(\*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

tabela 4 – Projeção de Clientes por Segmento - posição dez/ano (2013 – 2017)

CEG RIO - Nº de Clientes Total (Nº clientes/ano)					
Mercado	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial (*)	36.548	40.751	45.667	50.355	54.982
Comercial	426	474	513	543	563
Climatização	4	4	4	4	4
Cogeração	1	1	1	1	1
GNV	113	116	119	122	125
Industrial	72	77	81	85	90
Petroquímico	0	0	0	0	0
Térmicas	2	2	2	2	3
Consumidor Livre	0	0	0	0	0
Salineiras	3	3	3	3	3
Barrilhista	0	0	0	0	0
Ceramista	17	17	17	17	17
<b>TOTAL Clientes</b>	<b>37.186</b>	<b>41.445</b>	<b>46.407</b>	<b>51.132</b>	<b>55.788</b>

(\*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

tabela 5 – Projeção de Demanda por Segmento (2013 – 2017)

CEG RIO - Demanda Projetada (Mm <sup>3</sup> /ano)					
Mercado	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial (*)	3,29	3,72	4,09	4,51	4,91
Comercial	1,36	1,54	1,70	1,85	1,96
Climatização	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Cogeração	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
GNV	159,84	159,04	158,24	157,45	156,66
Industrial	641,53	645,94	646,75	647,44	648,28
Petroquímico	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Térmicas	1.179,32	1.082,04	1.179,32	1.179,32	1.265,72
Consumidor Livre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Salineiras	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80
Barrilhista	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ceramista	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
<b>TOTAL Clientes</b>	<b>2.008,94</b>	<b>1.915,87</b>	<b>2.013,70</b>	<b>2.014,16</b>	<b>2.101,13</b>

(\*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

### 5.2. Projeção de Margem Total Não Reposicionada

No Anexo 4 é apresentada a projeção da margem total não reposicionada por faixa de consumo para o quinquênio 2013-2017, considerando as margens limites vigentes unitárias em 31/12/2011, indicada no Anexo 1, sem a parcela da retroatividade de 9,32830118% determinada pela Deliberação AGENERSA nº 462 de 29/10/2009.

Cabe mencionar que, no Anexo 3 deste relatório, encontram-se as projeções de clientes, com os devidos ajustes citados nos itens 5.2.1 e 5.2.2abaixo e volumes, utilizados no cálculo da margem total não reposicionada.

A mecânica de cálculo da margem total não reposicionada utiliza os seguintes critérios, aplicados mensalmente, objetivando maior precisão do cálculo:

#### 5.2.1. Mercado Residencial

A margem residencial total é calculada a partir do consumo médio mensal de cada faixa de consumo, considerando a aplicação do cálculo em cascata para obtenção da margem limite correspondente. Cabe destacar que, para o cálculo do consumo médio é utilizado o número de faturas emitidas e não o número de clientes. A relação entre clientes e faturas é obtida utilizando um fator de conversão histórico, obtendo-se assim um cálculo mais adequado da Margem Total Não Reposicionada.

Ressalta-se ainda que o cálculo da margem referente ao consumo enquadrado na primeira faixa de consumo considera o limite máximo desta faixa, ou seja, o consumo mínimo.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### 5.2.2. Pequeno Comércio

Assim como no mercado residencial, a margem para o pequeno comércio é calculada a partir do consumo médio mensal de cada faixa de consumo e cada tipo de tarifa, considerando a aplicação do cálculo em cascata para obtenção da margem limite correspondente. Cabe destacar que, para o cálculo do consumo médio é utilizado o número de faturas emitidas e não o número de clientes. A relação entre clientes e faturas é obtida utilizando um fator de conversão histórico, obtendo-se assim um cálculo mais adequado da Margem Total Não Reposicionada.

### 5.2.3. Grande Comércio e Industrial

A margem referente aos grandes clientes comerciais e indústrias foi calculada cliente a cliente, ou seja, considerou-se o volume unitário mensal de cada cliente, aplicando-se o cálculo em cascata para obtenção da margem limite correspondente.

### 5.2.4. Gás Natural Veicular - GNV

A margem total foi calculada a partir da aplicação da margem limite deste segmento pelo volume projetado.

### 5.2.5. Térmicas

A margem para as térmicas foi calculada cliente a cliente, multiplicando a margem unitária pelo volume projetado. A margem unitária foi obtida através da seguinte formula:

$$M = \left( \frac{35.194}{(c + 40)^{2,8}} + 0,320 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPMn}{IGPMo}$$

Onde c é o volume mensal em milhões de m<sup>3</sup>; R = 1 e IGPM<sub>0</sub> = 183,745

### 5.2.6. Gás Liquefeito de Petróleo – GLP

A margem total foi calculada a partir da aplicação da margem limite deste segmento pelo volume projetado.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### 6. Custos Operacionais - OPEX

O conceito de OPEX inclui todas as despesas vinculadas à operação e à manutenção (O&M) das redes, gestão comercial dos usuários do serviço de distribuição de gás canalizado e à administração da CONCESSIONÁRIA.

Cabe ressaltar, que o OPEX não inclui as depreciações, pois as mesmas são consideradas de forma específica na aplicação da metodologia do Fluxo de Caixa Livre de Empresa (FCLE).

Conforme indicado nos parágrafos a seguir, a CONCESSIONÁRIA apresenta a seguinte abertura do OPEX:

- Despesas Operacionais;
- Despesas de Pessoal;
- Outras Despesas:
  - Provisões;
  - Perdas de Gás;
  - Contribuição Eficiência Energética; e
  - Gastos de Gás Natural Comprimido (GNC) e Gás Natural Sintético (GNS).

#### 6.1. Despesas Operacionais

As despesas operacionais foram elaboradas a partir de uma base de dados que considera a realidade histórica, ajustada, onde pertinente, para refletir as mudanças de cenário associadas às projeções para o período de 2013 a 2017.

Os custos operacionais mais relevantes são decorrentes de gastos de Serviço a Clientes. Tais gastos compreendem, principalmente, leitura de medidores, gestão de cobrança; inspeções, teleatendimento e controle de qualidade, entre outros.

No Anexo 6 encontram-se detalhadas as despesas operacionais projetadas para o período 2013 a 2017, em moeda constante de dezembro de 2011. Para tais projeções foram considerados, basicamente, os valores históricos, atualizados para 2011.

#### 6.2. Despesas de Pessoal

Desde o início de sua operação, a CONCESSIONÁRIA não possui funcionários, a exceção do Diretor Econômico-Financeiro.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### 6.3. Outras Despesas

#### 6.3.1. Provisões

As provisões contempladas são decorrentes do reconhecimento das perdas decorrentes de não pagamento da faturas de gás por parte dos clientes (provisões para devedores duvidosos – PDD).

No Anexo 6 encontra-se detalhada a evolução das provisões projetadas para o período 2013 a 2017.

#### 6.3.2. Perdas de Gás

A forma mais usual e eficaz para se controlar o gás não contabilizado, ou perda, é através da diferença entre a quantidade de gás comprada (medições do fornecedor de gás) e a quantidade de gás vendida (medições da CONCESSIONÁRIA junto aos clientes). Essa diferença pode ser positiva ou negativa. A perda é expressa como um percentual do volume de gás comprado. A utilização de qualquer outra forma mais detalhada para determinar e controlar a perda de gás será necessariamente mais onerosa, sem acarretar qualquer benefício para o consumidor.

O termo, perda, nem sempre indica um escapamento. O escapamento é somente um dos vários fatores que contribuem para o surgimento das perdas. As causas para o gás não contabilizado, ou perdas, podem ser agrupadas em duas categorias. A primeira corresponde às perdas físicas, que compreendem as fugas de gás para a atmosfera, devido aos escapamentos existentes nas canalizações. A segunda representa as perdas não físicas, cuja origem está associada aos problemas de medição do gás, tanto pelo lado da compra (medições do Fornecedor de gás) como pelo lado da venda (medições da CONCESSIONÁRIA junto aos clientes).

- Perdas Físicas

Por definição, os escapamentos possuem uma dada intensidade (vazão) e têm sua localização desconhecida. São combatidos através de programas de localização e eliminação de escapamentos e de renovação de redes. O volume de gás perdido depende da pressão e da dimensão do furo existente na canalização e/ou nos elementos auxiliares da rede. Normalmente, um escapamento de gás terá uma vazão razoavelmente constante e aumentará gradualmente com o tempo, se não for localizado e reparado. A quantificação do escapamento de gás só pode ser realizada quando da sua localização e subsequente eliminação.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

- Perdas Não Físicas

O gás perdido na medição ou com a falta da medição (perdas não físicas ou comerciais) é, na maioria dos casos, muito difícil de ser identificado. As medições são realizadas através da contabilização dos volumes totais de gás comprado e vendido. As perdas não físicas são influenciadas pelas imprecisões das medições do volume de gás comprado e do volume de gás vendido, sendo que neste último caso temos as perdas por fraude (furto de gás). A perda comercial é objeto de análises e diligências meticolosas, que buscam sua identificação e quantificação. Os programas de substituição de medidores obsoletos, de combate a fraudes e de aferição periódica de medidores, são ferramentas importantes para a redução deste tipo de perda. Como já visto no caso das perdas físicas, também no caso das perdas comerciais, sua quantificação só pode ser realizada por ocasião da sua identificação, quando normalmente a mesma é sanada.

Conforme acima comentado, não é factível fazer a separação das perdas em físicas e não físicas, sendo a mesma desnecessária para realizar um controle efetivo das perdas de gás de uma distribuidora. Dessa forma a proposta apresenta o seguinte nível de perdas:

Inicialmente, cabe mencionar que, segundo o estabelecido no item 3, parte 1 do Anexo II do Contrato de Concessão, o programa de redução e controle permanente de perdas físicas e não físicas visa a obtenção de índices de performance de sistemas eficientes abaixo de 3% (três por cento).

Aliado a isto, as perdas são resultantes de imprecisões de medição, mesmo que em percentuais reduzidos, em função de redes mais novas de gás, como é o caso da CONCESSIONÁRIA.

Desta forma, foram estimadas para o mercado convencional perdas de 0,5% ao ano no período de 2013 a 2017.

Para o mercado termelétrico a perda considerada é de 0%, já que a medição para cada usina termelétrica é única, tanto para a quantidade de compra de gás a ser paga pela CONCESSIONÁRIA ao fornecedor de gás, como para a quantidade de venda de gás a ser paga pelo cliente à CONCESSIONÁRIA.

### 6.3.2.1. Projeção de Custos de Suprimento de Gás para o Período 2013- 2017

Informação protegida pelas regras de confidencialidade.

### 6.3.3. Eficiência Energética

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

A contribuição para eficiência energética é praticada no setor elétrico, onde as empresas de distribuição elétrica devem contribuir com 0,5% a 0,75% do ROL (Receita Operacional Líquida) para Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e 0,25% a 0,5% do ROL para PEE (Programa de Eficiência Energética).

No setor de gás natural, as distribuidoras de gás canalizado do Estado de São Paulo já têm previstas em seus custos a contribuição de 0,25% da Margem Máxima Projetada (em reais), conforme determinado pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP (Portaria CSPE nº 320 de 03/08/2004).

Adicionalmente, em 10 de setembro de 2009, através da Lei 5536, foi criado o fundo para a eficiência energética do Estado do Rio de Janeiro.

Diante dos fatos acima descritos, a CONCESSIONÁRIA incluiu o conceito de contribuição para eficiência energética no OPEX, visando à previsão de gastos com o referido fundo. O cálculo considerado para a projeção de contribuição de eficiência energética utilizado por esta CONCESSIONÁRIA está baseado no praticado pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP para a contribuição das distribuidoras de gás canalizado para o fundo de P&D. Ou seja, 0,25% da margem reposicionada.

Na tabela 6 abaixo, apresentam-se as projeções das despesas relacionadas à eficiência energética para o quinquênio 2013-2017.

tabela 6 - Projeção de Eficiência Energética em Milhões de Reais (2013-2017)

CEG RIO - Gastos de Eficiência Energética (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11					
Conceito	2013	2014	2015	2016	2017
TOTAL Gastos Eficiência Energética	0,26	0,29	0,32	0,35	0,39

### 6.3.4. Gastos de GNC e GNS

A deliberação AGENERSA nº 247 de mai/08, em seu artigo 1º, determinou que todos os gastos respectivos ao Gás Natural Sintético (GNS) devem estar apropriados separadamente visando melhor acompanhamento da Agência Reguladora.

Adicionalmente, no Anexo 2 da deliberação AGENERSA nº 370 de abri/09, referente à 2ª Revisão quinquenal de tarifas, está apresentada na tabela de projeção das despesas operacionais a separação de gastos relacionados ao GNS e também de gastos referentes ao Gás Natural comprimido (GNC).

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

Neste sentido, tem-se na tabela 7 abaixo, as projeções das despesas relacionadas aos gastos de GNC e GNS para o quinquênio 2013-2017.

tabela 7 - Projeção de Gastos de GNC e GNS em Milhões de Reais (2013-2017)

CEG RIO - Gastos de GNC e GNS (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11					
Conceito	2013	2014	2015	2016	2017
Gastos de GNC	1,94	3,15	4,42	5,72	5,75
Gastos de GNS	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
<b>TOTAL Gastos GNC e GNS</b>	<b>2,51</b>	<b>3,73</b>	<b>5,00</b>	<b>6,30</b>	<b>6,33</b>

Ressalta-se que as despesas com GNC englobam gastos em transporte, operação das estações de compressão e operação das estações de descompressão. Já as despesas com GNS englobam gastos de operação e manutenção.

### 6.4. Resumo de Projeções de OPEX

Na tabela 8 abaixo, tem-se o resumo da projeção de OPEX para o período de 2013 a 2017 e o seu detalhamento está apresentado no Anexo 6.

tabela 8 - Projeção de OPEX em Milhões de Reais (2013-2017)

CEG RIO - OPEX (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11					
Conceito	2013	2014	2015	2016	2017
Despesas Operacionais	31,80	32,65	33,65	34,67	35,71
Despesas de Pessoal	3,80	3,82	3,84	3,87	3,89
<b>Outras Despesas</b>	<b>10,38</b>	<b>11,75</b>	<b>13,06</b>	<b>14,41</b>	<b>14,48</b>
Provisões	3,32	3,29	3,25	3,22	3,19
Perdas de Gás	4,30	4,45	4,49	4,54	4,58
Contribuição Eficiência Energética	0,26	0,29	0,32	0,35	0,39
Gastos de GNC e GNS	2,51	3,73	5,00	6,30	6,33
<b>TOTAL OPEX</b>	<b>45,99</b>	<b>48,22</b>	<b>50,56</b>	<b>52,95</b>	<b>54,08</b>

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### 7. Receitas Correlatas

O presente relatório trata das receitas correlatas de acordo com o estipulado no objeto do Contrato de Concessão, que contempla o serviço de distribuição de gás natural através de canalizações e o desempenho de atividades correlatas, compatíveis com a natureza do serviço anteriormente citado.

Nesse contexto, entendemos que receitas correlatas são aquelas que envolvem custos e receitas que não são decorrentes diretamente da venda de gás. Sendo assim, como regra geral, as atividades correlatas deveriam ter seus custos e receitas expurgados, para não afetar negativamente a revisão tarifária. Neste caso, são atividades realizadas para os usuários de gás canalizado, diretamente vinculadas a esse serviço básico, mas que, por suas características, não devem ser levadas em consideração na determinação das tarifas limite do serviço de distribuição do gás canalizado. No entanto, de acordo com o resultado das Revisões Quinquenais anteriores, tais atividades foram consideradas, algumas na proporção de 75%, no cálculo das tarifas limite do serviço de distribuição de gás canalizado. Um exemplo destes casos é a venda de aquecedores e chuveiros a gás.

Todavia, em alguns casos particulares, as atividades correlatas devem ser consideradas, na proporção de 100%, no cálculo das tarifas limite de serviço de distribuição de gás canalizado, porque suas receitas são provenientes de investimentos que compõem a Base de Remuneração de Ativos. Tais atividades objetivam, principalmente, o desenvolvimento da distribuição de gás canalizado, na medida em que promovem o incremento da eficiência na alocação dos recursos, contribuindo assim para a modicidade tarifária.

No Anexo 7 encontra-se a projeção das Receitas Correlatas consideradas no cálculo das tarifas limite que somam R\$ 3,49 milhões para o período 2013 a 2017.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### 8. Plano de Investimentos

O Plano de Investimento elaborado pela CONCESSIONÁRIA está subdividido em três modalidades de investimentos: **Singulares, Fixos e Variáveis**.

#### 8.1. Investimentos Singulares

São investimentos em projetos específicos. A proposta contempla investimentos de R\$ 0,52 milhões em 2012 e R\$ 384,98 milhões no período entre 2013 a 2017, conforme segue:

- Construção de gasoduto para:
  - Cachoeiras de Macacu: 31,8 km de rede AP 10", visando atender o compromisso regulatório previsto no Aditivo Contratual assinado em 2004;
  - Nova Friburgo: 39,4 km de rede de AP 10", visando atender ao compromisso regulatório previsto no Aditivo Contratual assinado em 2004;
  - Teresópolis: 20,1 km de rede de AP 8", visando atender ao compromisso regulatório previsto no Aditivo Contratual assinado em 2004;
  - Saquarema: aproximadamente 32,5 km de rede de AP 8", visando atender ao compromisso regulatório previsto no Aditivo Contratual assinado em 2005;
  - Angra dos Reis: aproximadamente 18,6 km de rede de AP 10", visando atender ao compromisso regulatório previsto no Aditivo Contratual assinado em 2005;
  
- Gasoduto Rialto – extensão de 26 km de rede de AP 10", incluindo uma ERM de R\$ 4,4 milhões, visando atendimento à demanda do pólo industrial de Resende e de outros municípios do Sul Fluminense;
  
- Gasoduto Porto do Açú – extensão de 75 km de rede, visando atender a demanda do novo porto em São João da Barra e do pólo industrial agregado;
  
- Cidade do Aço – investimentos R\$ 13,1 milhões em 8,6 km de rede de 12" em AP, visando reforço da rede de Volta Redonda.
  
- Gasoduto para atendimento a uma UTE em Resende: extensão de 5 km de rede de AP 8" para atendimento ao pólo industrial de Resende;
  
- Gás Natural Comprimido (GNC):
  - Descompressão em Cachoeira de Macacu: visa antecipar o atendimento de demanda deste município até a conclusão das obras de rede;
  - Descompressão em Itaipava;

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

- Descompressão em Itaperuna;
  - Descompressão em Araruama
- Biometano: Investimentos em estação de regulagem e pressão, cromatografia, entre outros, além da construção de rede para interligação com o sistema de distribuição de gás natural para aproveitamento de biometano.

Na tabela 9 abaixo estão apresentados os valores dos investimentos no período entre 2012 a 2017:

tabela 9 - *Projeção de Investimentos Singulares em Milhões de Reais (2013-2017)*

Por projeto:

CEG RIO - Investimentos Singulares (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11						
Projeto	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gasoduto Rialto	0,52	31,70	7,07	-	-	-
Gasoduto Porto do Açú	-	-	3,19	17,04	26,62	50,05
GNC Itaperuna	-	-	0,59	2,24	-	-
GNC Araruama	-	0,59	2,24	-	-	-
Exp.Com. Paraíba do Sul	-	-	0,21	-	-	-
GNC Itaipava	-	3,10	-	-	-	-
Compressão Campos	-	-	-	4,08	-	-
PE - Cidade do Aço	-	5,39	9,96	-	-	-
UTE Resende	-	-	-	1,79	6,06	-
Novos Municípios	-	2,36	25,49	5,19	113,51	59,01
Cachoeiras de Macacu	-	0,38	6,41	0,23	20,51	11,36
Nova Friburgo	-	0,68	7,64	0,26	45,41	20,63
Teresópolis	-	0,32	3,40	0,14	19,07	9,52
Saquarema	-	0,29	3,69	2,21	17,57	9,72
Angra dos Reis	-	0,10	2,10	2,36	10,95	7,77
GNC Cachoeira de Macacú	-	0,59	2,24	-	-	-
Biometano	-	-	-	7,50	-	-
<b>TOTAL Investimentos Singulares</b>	<b>0,52</b>	<b>43,14</b>	<b>48,74</b>	<b>37,84</b>	<b>146,20</b>	<b>109,07</b>

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

Formato regulatório:

CEG RIO - Investimentos Singulares (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11						
Ítems	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>0,52</b>	<b>43,14</b>	<b>48,74</b>	<b>37,84</b>	<b>146,20</b>	<b>109,07</b>
<b>Redes</b>	-	<b>32,36</b>	<b>17,02</b>	<b>21,04</b>	<b>146,20</b>	<b>109,07</b>
<i>Novas Redes AP/GNC</i>	-	32,36	17,02	21,04	146,20	109,07
<i>Novas Redes MP/BP</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Renovação de Redes</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Outros - Redes</i>	-	-	-	-	-	-
<b>Ramais</b>	-	-	-	-	-	-
<i>Novos Ramais</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Renovação de Ramais</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Outros - Ramais</i>	-	-	-	-	-	-
<b>Construção de ERM's</b>	-	<b>4,73</b>	<b>0,21</b>	-	-	-
<b>Instalações Auxiliares de Rede</b>	-	<b>3,66</b>	<b>4,39</b>	<b>5,65</b>	-	-
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>0,52</b>	<b>2,39</b>	<b>27,12</b>	<b>11,15</b>	-	-
<i>Aquisição de Medidores</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Instalações Comunitárias</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Terrenos e Edifícios</i>	-	0,55	0,55	0,61	-	-
<i>Máquinas e Equipamentos</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Equipamentos Processos Informatização</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Veículos</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Outros Investimentos</i>	0,52	1,84	26,57	10,54	-	-
<b>INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL INVESTIMENTOS</b>	<b>0,52</b>	<b>43,14</b>	<b>48,74</b>	<b>37,84</b>	<b>146,20</b>	<b>109,07</b>
<b>DIFERIDO</b>	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL INVESTIMENTOS SINGULARES</b>	<b>0,52</b>	<b>43,14</b>	<b>48,74</b>	<b>37,84</b>	<b>146,20</b>	<b>109,07</b>

### 8.2. Investimentos Fixos

São investimentos que, de forma direta, não induzem aumento de demanda e nem possuem relação de dependência com as altas e baixas dos clientes.

Tais investimentos são necessários para o gerenciamento da rede de distribuição visando a melhoria contínua da sua operação e manutenção para aumento dos níveis de segurança. Basicamente, são investimentos em ampliações e religamentos.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

tabela 10 - Projeção de Investimentos Fixos em Milhões de Reais (2013-2017)

Formato regulatório:

CEG RIO - Investimentos Fixos (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11						
Itens	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>10,25</b>	<b>3,96</b>	<b>4,74</b>	<b>3,97</b>	<b>3,86</b>	<b>4,44</b>
<b>Redes</b>	<b>6,54</b>	<b>1,16</b>	<b>1,16</b>	<b>1,16</b>	<b>1,16</b>	<b>1,16</b>
Novas Redes AP/GNC	0,23	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Novas Redes MP/BP	-	-	-	-	-	-
Renovação Redes	0,37	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Outros - Redes	5,93	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
<b>Ramais</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Novos Ramais	-	-	-	-	-	-
Renovação de Ramais	-	-	-	-	-	-
Outros - Ramais	-	-	-	-	-	-
<b>Construção de ERM's</b>	<b>0,18</b>	<b>0,22</b>	<b>0,22</b>	<b>0,22</b>	<b>0,22</b>	<b>0,22</b>
<b>Instalações Auxiliares de Rede</b>	<b>2,15</b>	<b>0,81</b>	<b>1,46</b>	<b>0,63</b>	<b>0,51</b>	<b>1,01</b>
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>1,38</b>	<b>1,77</b>	<b>1,90</b>	<b>1,97</b>	<b>1,97</b>	<b>2,05</b>
Aquisição de Medidores	0,29	0,50	0,52	0,54	0,56	0,58
Instalações Comunitárias	-	-	-	-	-	-
Terrenos e Edifícios	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	0,78	0,21	0,28	0,28	0,21	0,21
Equipamentos Processos Informatização	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Veículos	0,24	0,25	0,26	0,27	0,29	0,30
Outros Investimentos	0,03	0,78	0,81	0,85	0,88	0,92
<b>INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>0,01</b>	<b>0,15</b>	<b>0,15</b>	<b>0,15</b>	<b>0,15</b>	<b>0,15</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS</b>	<b>10,26</b>	<b>4,11</b>	<b>4,89</b>	<b>4,13</b>	<b>4,01</b>	<b>4,60</b>
<b>DIFERIDO</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS Fixos</b>	<b>10,26</b>	<b>4,11</b>	<b>4,89</b>	<b>4,13</b>	<b>4,01</b>	<b>4,60</b>

### 8.3. Investimentos Variáveis

São investimentos que, de forma direta, induzem aumento de demanda e possuem relação de dependência com as altas e baixas dos clientes.

Os investimentos variáveis são necessários para permitir a captação dos novos clientes, que no presente relatório somam 45.680 novos clientes, conforme indicado no item 5.1.7 deste Relatório. A captação de novos clientes foi focada preferencialmente no mercado residencial, pois não há perspectiva de crescimento relevante nos demais mercados.

Para o caso do mercado residencial, que requer o maior volume de recursos, os investimentos foram planejados, conforme descrito no Documento Referência 1, "Plano de Expansão Comercial" (Mercado Residencial) 2013 – 2017.

Os investimentos para a captação de todos os mercados contemplam:

- ✓ Nova rede MP/BP: correspondente à construção de nova rede de MP/BP;

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

- ✓ Novos ramais: correspondente à construção de novos ramais. Referem-se ao trecho compreendido entre a rede e o limite de propriedade e, conforme estabelecido no Regulamento de Instalações Prediais (RIP), denomina-se *Ramal Externo*;
- ✓ Instalações Comunitárias: referem-se ao trecho do ramal compreendido entre o limite de propriedade e o medidor ou local da sua instalação e, conforme estabelecido no Regulamento de Instalações Prediais (RIP), denomina-se *Ramal Interno*;
- ✓ Aquisição de ERM's (Estações de Regulagem e/o Medição): aquisição e instalação de ERM's para grandes clientes.
- ✓ Aquisição de medidores: aquisição e instalação de medidores e reguladores para os demais clientes (residencial e pequeno comércio).
- ✓ Gastos a distribuir em vários exercícios (Gasto Diferido): referem-se às captações de clientes e às instalações internas compreendidas entre o medidor e os equipamentos de consumo dos clientes.

A proposta contempla investimentos variáveis de R\$ 31,08 milhões em 2012 e R\$ 174,66 milhões no período entre 2013 a 2017, conforme demonstrado nas tabelas abaixo:

tabela 11 - Projeção de Investimentos Variáveis – Unidades Físicas (2013 – 2017)

CEG RIO - Investimentos Variáveis (Unidades/ano)						
Conceitos	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Novas Redes MP/BP (km)	47.795	47.857	42.622	43.228	54.067	49.836
Novos Ramais (Ud)	810	609	577	605	603	617
Instalações Comunitárias (Ud)	7.853	7.542	6.942	8.711	8.760	9.102
Construção de ERMs (Ud)	16	12	12	11	11	12
Aquisição de Medidores (Ud)	7.201	8.012	7.988	9.208	9.634	10.266
Diferido (Ud)	13.913	15.419	15.263	17.576	18.297	19.424

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

tabela 12 - Projeção de Investimentos Variáveis – em Milhões de Reais (2013 – 2017)

Formato regulatório:

CEG RIO - Investimentos Variáveis (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11						
Itens	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>22,66</b>	<b>24,75</b>	<b>23,14</b>	<b>20,89</b>	<b>26,82</b>	<b>23,29</b>
<b>Redes</b>	<b>15,04</b>	<b>17,70</b>	<b>16,22</b>	<b>13,43</b>	<b>19,29</b>	<b>15,66</b>
Novas Redes AP/GNC	-	-	-	-	-	-
Novas Redes MP/BP	15,04	17,70	16,22	13,43	19,29	15,66
Renovação Redes	-	-	-	-	-	-
Outros - Redes	-	-	-	-	-	-
<b>Ramais</b>	<b>2,09</b>	<b>1,44</b>	<b>1,43</b>	<b>1,42</b>	<b>1,39</b>	<b>1,38</b>
Novos Ramais	2,09	1,44	1,43	1,42	1,39	1,38
Renovação de Ramais	-	-	-	-	-	-
Outros - Ramais	-	-	-	-	-	-
<b>Construção de ERM's</b>	<b>0,56</b>	<b>0,56</b>	<b>0,46</b>	<b>0,41</b>	<b>0,41</b>	<b>0,46</b>
<b>Instalações Auxiliares de Rede</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>4,97</b>	<b>5,05</b>	<b>5,03</b>	<b>5,62</b>	<b>5,72</b>	<b>5,78</b>
Aquisição de Medidores	2,78	3,05	3,08	3,43	3,51	3,59
Instalações Comunitárias	2,19	2,00	1,95	2,19	2,21	2,19
Terrenos e Edifícios	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	-	-	-	-	-	-
Equipamentos Processos Informatização	-	-	-	-	-	-
Veículos	-	-	-	-	-	-
Outros Investimentos	-	-	-	-	-	-
<b>INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS</b>	<b>22,66</b>	<b>24,75</b>	<b>23,14</b>	<b>20,89</b>	<b>26,82</b>	<b>23,29</b>
<b>DIFERIDO</b>	<b>8,42</b>	<b>10,31</b>	<b>11,04</b>	<b>11,12</b>	<b>11,56</b>	<b>11,74</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS VARIÁVEIS</b>	<b>31,08</b>	<b>35,06</b>	<b>34,18</b>	<b>32,01</b>	<b>38,38</b>	<b>35,02</b>

No referente à instalação de internas e captação de clientes (Gastos Diferidos) cabe destacar que:

- ✓ Para a captação dos clientes é necessária a adequação do ambiente e a construção das instalações internas de gás, cujo trecho após o medidor é de propriedade do cliente, a fim de deixá-las aptas ao uso do gás natural, conforme estabelece o Regulamento de Instalações Prediais (RIP). A CONCESSIONÁRIA incorre nesses Gastos Diferidos, pois a experiência mostra que, em não o fazendo, não conseguiria captar os mesmos. Nesse conceito se incluem: construção de instalação de interna de gás, desde o medidor até o equipamento de consumo, instalação de aquecedor ou chuveiro a gás, colocação de sanca, adequação de ventilação ambiente e pintura do ambiente após as obras. Esse custo não incide no caso de Nova Construção, já que as novas habitações incorporam a construção das instalações internas, em obediência ao item 3 do RIP.
- ✓ Conforme já considerado na Revisão Quinquenal de Tarifas Limite passada, estes gastos, considerados como Gastos Diferidos são saídas reais de caixa e, portanto, devem ser considerados no cálculo do FCLE. A proposta da CONCESSIONÁRIA é a manutenção da utilização desses gastos na composição da Base de Remuneração dos Ativos (vide item 9.1d) por gerar menor impacto na tarifa resultante. Por outro lado, se esses fossem considerados como despesa (com amortização no ano), resultariam em maior impacto na tarifa.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

- ✓ O §11 da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, para efeitos da revisão do valor das tarifas limite, expurga única e exclusivamente os investimentos custeados diretamente pelos consumidores, ou por terceiros, inclusive aqueles com instalações e conexões, e a depreciação decorrente de tais investimentos.

No Anexo 8, encontra-se o total da projeção de investimentos para o período de 2012 a 2017, assim como as metas físicas por município.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### 9. Base de Remuneração dos Ativos - BRA

#### 9.1. Ativos a serem Remunerados

Considerando as diretrizes do § 6º, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, abaixo são apresentados os ativos regulatórios que compõem a Base de Remuneração dos Ativos, proposta para a 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite:

- a) **Ativos Operacionais Imobilizados:** parcela não depreciada dos ativos operacionais imobilizados registrados na contabilidade da CONCESSIONÁRIA, ao final de 2011.
- b) **Intangível:** parcela não amortizada dos intangíveis da CONCESSIONÁRIA, ao final de 2011. O valor dos intangíveis será equivalente à diferença entre o valor mínimo fixado para o total de ações de emissão da CONCESSIONÁRIA, na data em que o controle dela esteja sendo alienado pelo Estado, e o valor de tais ações com base no patrimônio líquido contábil da CONCESSIONÁRIA em 31 de dezembro de 1996 (devidamente atualizado pelo IGP-M, desde 31 de dezembro de 1996 até a data da liquidação financeira da venda do controle acima referido).
- c) **Total da depreciação dos ativos operacionais da CONCESSIONÁRIA que tenham sido imobilizados entre 2007 e 2011.**
- d) **Gastos Diferidos:** parcela não amortizada. Tendo-se em conta que os Gastos Diferidos referentes à captação de clientes tratam-se de uma saída de caixa da CONCESSIONÁRIA, estes precisam ser contemplados na revisão tarifária como *OPEX* ou como *CAPEX*. Como resultado das revisões quinquenais passadas, o Agente Regulador reconheceu como parte da BRA, os gastos referentes à captação de clientes e instalações internas de propriedade do usuário, chamado de gastos diferidos. Dessa forma, os impactos desses gastos na tarifa para o cliente serão minimizados, uma vez que estes serão amortizados em 10 anos. Ressalta-se que pelas novas normas contábeis os diferidos a partir de 2009 são classificados como despesas na contabilidade da CONCESSIONÁRIA.

#### 9.2. Atualização pelo IGP-M conforme Contrato de Concessão

O Contrato de Concessão prevê em seu § 8º da Cláusula Sétima que os ativos operacionais, os intangíveis e a depreciação dos ativos operacionais serão atualizados monetariamente pelo IGP-M (FGV). Segundo o contrato, a correção monetária dos ativos imobilizados existentes na data de início da concessão incide a partir de 31 de dezembro de 1996, porém, o cálculo da atualização se deu a partir de 21 de julho de 1997, data de assinatura do contrato. Para o cálculo do intangível, a atualização se deu a partir de 31 de dezembro de 1996.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### 9.3. Base Inicial de Remuneração de Ativos

A Base Inicial de Remuneração de Ativos (BRA<sub>i</sub>) é composta pela soma dos seguintes conceitos:

- Ativos líquidos incorporados até Dez-11: O montante dos ativos líquidos incorporados até Dez-11 é calculado ativo por ativo. Para tal criou-se um banco de dados, a partir do sistema SAP 4.7, módulo AA, com todas as informações necessárias solicitadas pelo Contrato de Concessão. Dessa forma, a partir de dados contábeis, devidamente auditados, foi extraída a relação de bens até 31 de dezembro de 2011, com seus valores e suas respectivas datas de imobilização. Ou seja, a metodologia de cálculo do valor líquido depende da data de incorporação de cada ativo;
- Intangível inicial líquido: conforme definido no parágrafo sétimo da cláusula sétima, descrito no item 9.1 acima;
- Investimentos líquidos 2012: Investimentos brutos projetados para o ano de 2012, depreciados em 30 anos no caso do Imobilizado e em 10 anos no caso do Diferido, conforme realizado pelo Regulador nas últimas revisões quinquenais;
- Reposição da Depreciação Investimentos 2008-2012: Conforme estipulado na alínea c, do parágrafo sexto, da cláusula sétima no Contrato de Concessão, as depreciações dos investimentos imobilizados no quinquênio anterior devem ser incluídas na base inicial. No entanto, conforme mencionado anteriormente no item 2.2 deste documento, a metodologia utilizada para as revisões quinquenais foi alterada pela Agência Reguladora, o que torna o conceito da reposição da depreciação equivocado. Neste sentido, de acordo com o que pode ser verificado através dos Anexos 4 e 5 da Deliberação AGENERSA nº 370 de abr/09, referente à 2ª revisão quinquenal de tarifas, a reposição da depreciação foi incluída na base inicial e na base final, de forma a reduzir o impacto desta determinação contratual.

A esse valor inicial incorpora a previsão da evolução desta base referente ao ano de 2012, assim tem-se para a base inicial, em 01 de janeiro de 2013, o valor de R\$ 525,37 milhões, conforme demonstrado na tabela 13 abaixo.

Após a criação do banco de dados e a partir da data de imobilização de cada bem, os valores foram atualizados mês a mês pelo IGP-M para 31 de dezembro de 2011.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

tabela 13 - Resumo da Base Inicial de Remuneração de Ativos (BRA<sub>i</sub>)

CEG RIO - BRA <sub>i</sub> - Valores em MR\$ (moeda de DEZ/2011 - pelo IGP-M)			
Conceitos	Valor de origem (sem depreciação) Posição DEZ/2011	Depreciações acumuladas referentes aos investimentos últimos 5 anos (até 2011) Posição DEZ/2011	Depreciações acumuladas totais Posição DEZ/2011
Imobilizado até 2001	97,65		(40,59)
Imobilizado 2002 e 2011	438,52	21,05	(121,27)
Imobilizado 2012	41,86		(0,98)
Intangível	399,68		(310,55)
<b>TOTAL</b>	<b>977,71</b>	<b>21,05</b>	<b>(473,39)</b>
<b>BRA inicial depreciada</b>	<b>525,37</b>		

No Anexo 9, encontra-se a Base de Remuneração dos Ativos detalhada, proveniente da contabilidade, devidamente atualizada para dezembro de 2011.

### 9.4. Depreciação dos Ativos da Base para o 3º Quinquênio

O Contrato de Concessão prevê, no § 8º da Cláusula Sétima, que a depreciação dos ativos operacionais imobilizados se dará na forma da regulamentação que esteja em vigor e a amortização dos intangíveis se dará linearmente em 20 (vinte) anos.

Como mencionado acima, cada bem existente na contabilidade da CONCESSIONÁRIA, devidamente atualizado pelo IGP-M, foi depreciado de acordo com as revisões tarifárias anteriores, ou seja:

- Até dez/2007: os ativos incorporados até Dez-07 são projetados a partir de sua data de incorporação, depreciados conforme a vida útil de cada ativo. A data de início de depreciação é o mesmo mês de incorporação.
- A partir de 2008: critério definido na 2ª Revisão Quinquenal Tarifária da CONCESSIONÁRIA. Ou seja, os ativos incorporados a partir de Jan-08 são projetados com data de incorporação em Janeiro do ano de incorporação, depreciados em 30 anos no caso do Imobilizado e amortizados em 10 anos no caso do Diferido. Em ambos os casos, é considerada a metade do valor da depreciação no primeiro ano.

Dessa forma, foi possível quantificar o valor da depreciação em cada ano, desde a privatização, assim como a projeção de seu valor até 2017.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### 9.5. Base Final de Remuneração de Ativos

A Base Final de Remuneração de Ativos se refere ao período de 2012 a 2017, trazida a valor presente de 2011. Na sua elaboração foram considerados:

- a) Parcela não depreciada dos investimentos projetados constantes no plano de investimentos para o período de 2012 a 2017, conforme detalhado no item 8 deste documento.
- b) Parcela não amortizada dos Gastos Diferidos projetados para o período de 2012 a 2017.

No Anexo 9 a seguir é apresentada a evolução da Base de Remuneração de Ativos Projetada para o quinquênio 2013-2017.

Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado
 

---

**10. Deduções da Base de Cálculo dos Impostos**

As depreciações e os juros sobre capital próprio são passíveis de dedução da base de cálculo dos impostos (IR e CSLL), conforme previsão legal. Dessa forma tais deduções são consideradas no FCLE.

Na tabela 14 abaixo são apresentados os valores dessas deduções para o período 2013 a 2017.

*tabela 14 – Deduções da Base de Cálculo dos Impostos Projetadas (2013-2017)*

CEG RIO - Deduções da Base de Cálculo dos Impostos Projetadas (Moeda de Dez/11)					
Deduções	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Depreciação</b>	<b>47,09</b>	<b>50,59</b>	<b>53,97</b>	<b>56,14</b>	<b>48,94</b>
<i>Depreciação BRA,</i>	<i>23,28</i>	<i>23,22</i>	<i>23,17</i>	<i>20,21</i>	<i>18,20</i>
<i>Depreciação Investimentos</i>	<i>3,67</i>	<i>7,22</i>	<i>10,66</i>	<i>15,79</i>	<i>22,19</i>
<i>Amortização do Intangível Inicial</i>	<i>20,14</i>	<i>20,14</i>	<i>20,14</i>	<i>20,14</i>	<i>8,55</i>
<b>Juros s/ Capital Próprio</b>	<b>14,84</b>	<b>16,16</b>	<b>17,40</b>	<b>18,55</b>	<b>19,70</b>

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### 11. Recuperação de Retroatividade

Em atendimento ao artigo 2º da Deliberação AGENERSA nº 462 de 29/10/09, visando compensar o período de aplicação das tarifas definidas por ocasião da 2ª Revisão quinquenal de Tarifas, o Regulador definiu percentuais a serem aplicados sobre a margem a partir de 2010, visando atingir o equilíbrio econômico financeiro no quinquênio 2008-2012. Nesse sentido, tal artigo determina que compensação a maior ou a menor, deverão ser objeto de análise desta 3ª Revisão quinquenal.

Dessa forma, foram obtidos os valores reais de tal compensação, para o período de Jan/10 a Jun/12, a partir de relatórios mensais emitidos pelo sistema de faturamento. Os valores faturados são desmembrados até a obtenção da margem tarifária e do valor respectivo ao percentual de retroatividade aplicado naquele ano à margem, obtendo-se assim o montante mensal recuperado referente à retroatividade. Para o período de jul/12 a dez/12, foi utilizada uma estimativa com as margens vigentes projetadas neste documento.

A soma desses montantes em cada ano foi devidamente corrigida para moeda e valor presente líquido de dez/2006, depois de impostos, conforme definido pela referida deliberação, para obtenção da correta diferença entre o montante total recuperado e o montante a recuperar definido pela AGENERSA. Após definição de tal diferença, o montante total foi capitalizado pela taxa de remuneração do quinquênio 2008-2012 para dez/12, visando manter a remuneração obtida através da 2ª revisão tarifária.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### **12. Recuperação de Subsídio MCMV**

Em 2011 foi criada a Tarifa Social MCMV através da Deliberação AGENERSA nº 688 de 27/01/11 para consumidores de baixa renda enquadrados nas condições definidas nesta mesma deliberação. Por se tratar de um incentivo não previsto na ocasião da 2ª revisão quinquenal, ficou autorizada a compensação financeira equivalente ao valor dos descontos concedidos pela CONCESSIONÁRIA for força da referida deliberação.

No entanto, foi identificado que não há clientes utilizando a tarifa social MCMV na CONCESSIONÁRIA, tendo em vista que não houve entrega de nenhum projeto MCMV na área da CONCESSIONÁRIA com faixa salarial inferior a três salários mínimos, que é uma das condições para se obter o benefício.

Neste sentido, não há valores a recuperar no período 2013 a 2017.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

### 13. Índice de Reposicionamento Tarifário - *m*

O Fluxo de Caixa Livre da Empresa foi adotado pela Agência Reguladora para determinação do Índice de Reposicionamento Tarifário – *m*, desde a 1ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite. Ou seja, como mencionado no item 2.2 deste documento, a interpretação utilizada pela Agência Reguladora Estadual é da utilização de investimentos futuros, ou seja, uma metodologia de “forward looking”. A presente proposta, conforme já relatado ao longo deste documento, adotou a mesma metodologia.

Cabe explicar que o FCLE permite equilibrar os ingressos com as saídas ao longo do período tarifário. Conforme demonstrado nas Revisões Quinquenais de Tarifas Limite passadas, parte-se do princípio que a CONCESSIONÁRIA adquire um ativo inicial, chamada de Base Inicial de Ativos ( $BRA_i$ ), que é o valor da Base de Remuneração de Ativos Projetada para o ano de 2012, compreendendo a Base de Remuneração de Ativos de 2011 acrescida dos ativos depreciados projetados para o ano de 2012, e vende-o, ao final do período em questão, pelo seu valor residual, chamado Base de Ativos Final ( $BRA_f$ ), que é a Base de Remuneração de Ativos Projetada para o ano de 2017. A  $BRA_f$  é obtida a partir da  $BRA_i$ , agregando os investimentos e diminuindo as depreciações projetadas. Utilizando essas informações, além das receitas, dos custos, dos investimentos projetados, e outras compensações pertinentes, calcula-se o valor presente de cada um desses fluxos financeiros utilizando a taxa de remuneração de capital como taxa de desconto. Com esses valores calcula-se o índice *m* conforme ilustrado na tabela abaixo. Cabe ressaltar que os fluxos financeiros que compõem o FCLE estão expressos depois dos impostos.

tabela 15 – Cálculo de *m* para a Estrutura Atual

moeda dez/11		Taxa de Remuneração = 11,17%				
CEG RIO	Ano					Valor Presente
Valores em MR\$	2013	2014	2015	2016	2017	
I = 0,66*Margem Total não Reposicionada	119,41	120,00	123,02	124,38	131,12	452,71
II = 0,66*Custos Operacionais	30,35	31,82	33,37	34,95	35,69	121,24
III = 0,66*Receitas Correlatas	0,41	0,40	0,48	0,50	0,53	1,67
IV = 0,34*Depreciação	16,01	17,20	18,35	19,09	16,64	63,97
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	5,04	5,49	5,92	6,31	6,70	21,36
VI = Investimentos	82,32	87,81	73,97	188,59	148,69	409,98
VII = 0,66*Recuperação de Retroatividade	3,56					3,20
VIII = 066*Recuperação de Subsídio MCMV						
IX = Base Inicial	525,37					
X = Base Final					850,02	500,60
$m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) + VP(VII) + VP(VIII) - VP(IX)] / VP(I)$						
<b>m =</b>	<b>1,0430</b>					

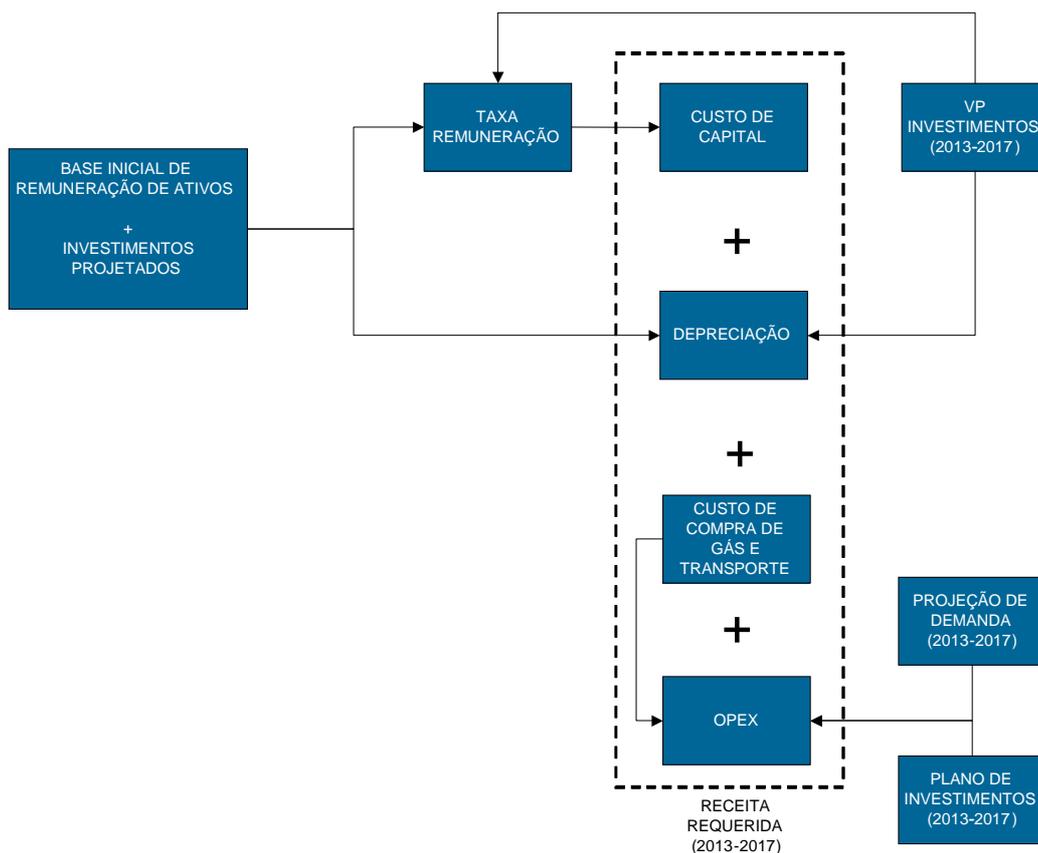
## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

### 14. Receita Requerida

A receita requerida é aquela que estabelece o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão para o próximo quinquênio, considerando a Taxa de Remuneração de Capital, o OPEX, o CAPEX e a Base de Remuneração de Ativos. Portanto, consiste na soma de todos os custos necessários para a prestação do serviço de distribuição de gás canalizado no quinquênio em questão.

A seguir, encontra-se um esquema para ilustrar a receita requerida.

Figura 1: Ilustrativo da Metodologia de Cálculo da Receita Requerida



Dessa forma, a receita requerida é obtida, visando atingir o equilíbrio econômico-financeiro da CONCESSIONÁRIA, a partir do FCLE do item 13 acima calculado. Ou seja, o valor presente da receita requerida é igual ao valor presente da Margem Total Reposicionada, em reais e em moeda de dezembro/11, isto é, R\$ 715,43 milhões a.d.i.(antes de impostos).

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### 15. Estrutura Tarifária Proposta

A tarifa do serviço de distribuição do gás canalizado é formada pela soma: (i) da margem de distribuição, (ii) do custo de aquisição do gás alocado (inclusive transporte), e (iii) dos tributos incidentes, e está apresentada por segmento de consumo, por faixas de consumo e com aplicação em cascata.

A CONCESSIONÁRIA propõe um redesenho da estrutura tarifária vigente, motivada pela atual falta de competitividade apresentada em determinados segmentos de consumo. Neste sentido, em conjunto com a Secretaria de Desenvolvimento Econômico Energia Indústria e Serviços - SEDEIS, foi identificado que determinados segmentos, considerados como estratégicos para desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro, apresentam uma tarifa atual pouco competitiva, prejudicando a entrada de novos clientes e assim a economia do Estado. Além dos anseios econômicos, verificou-se a necessidade de uma maior penetração do gás natural no segmento de consumo Comercial por questões de segurança pública, a fim de evitar acidentes decorrentes de mau uso do gás liquefeito de petróleo, o GLP.

De acordo com o acima citado, dentre todos os ajustes necessários para atender aos anseios do Estado do Rio de Janeiro e também prover um melhor equilíbrio tarifário aos consumidores, podemos citar como principais necessidades:

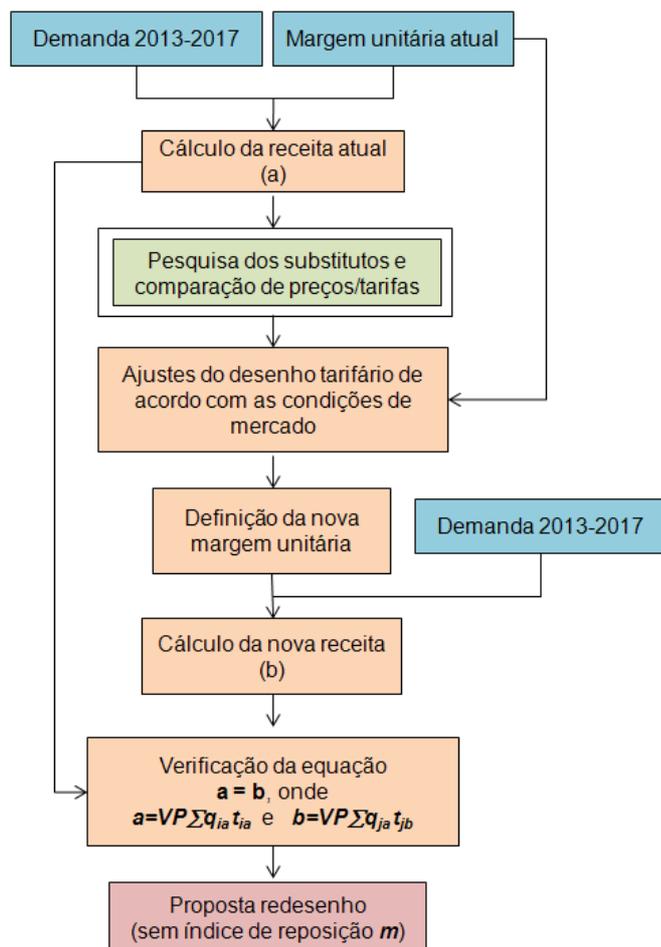
- Reduzir tarifas de distribuição de gás para os segmentos de consumo Industrial, de Cogeração, de Climatização, Comercial e Residencial e;
- Incorporar novos segmentos de consumo, sendo eles: Tarifa Residencial Social, Gás Natural Veicular para Transporte Público e Geração Distribuída.

Neste sentido, a CONCESSIONÁRIA adotou como critério para o redesenho tarifário, a análise de competitividade do mercado atual perante os principais alternativos, de forma a buscar a respeitar o princípio da universalização do serviço de distribuição de gás natural.

O redesenho da estrutura tarifária foi realizado de acordo com o fluxograma abaixo:

Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado
 

---



Onde:

$q_{ia}$  é o volume de gás para o período de 2013 a 2017, na faixa de consumo  $i$ , para cada segmento de consumo;

$t_{ia}$  é a margem unitária de distribuição vigente, na faixa de consumo  $i$ , para cada segmento de consumo;

$q_{ja}$  é o volume de gás para o período de 2013 a 2017, na faixa de consumo  $j$ , para cada segmento de consumo, caso existisse a faixa de consumo  $j$  naquele período; e

$t_{jb}$  é a margem unitária de distribuição proposta, sem a aplicação do índice de reposição  $m$ , na faixa de consumo  $j$ , para cada segmento de consumo.

Desta forma, as margens unitárias de distribuição propostas no redesenho tarifário, por segmento e faixa de consumo foram definidas, inicialmente, de forma a gerar o montante de receita requerida não reposicionada, considerando os clientes e os volumes projetados para o quinquênio de 2013 a 2017. A partir deste redesenho da estrutura tarifária, a exemplo do que foi definido pela AGENERSA na 2ª revisão quinquenal de tarifas, foi aplicado, linearmente, o índice de reposicionamento tarifário  $m$ , sobre as margens de

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

distribuição da estrutura tarifária redesenhada, gerando um montante idêntico ao valor presente da receita requerida mencionada no item 14, ou seja, igual a R\$ 715,43 milhões a.d.i..

A apresentação das margens unitárias de distribuição da estrutura tarifária redesenhada, a sua atualização até a vigente data, assim como a verificação dos cálculos do valor presente da receita requerida, estão demonstradas no Anexo 10.

Como consequência, a estrutura tarifária proposta para o quinquênio de 2013-2017 e, aplicada no ano de 2013, será composta pelas margens unitárias obtidas pelo redesenho tarifário, com a aplicação linear do índice de reposicionamento tarifário  $m$  e com a devida atualização de dezembro/11 (IGP-M de Nov/2010) a janeiro/13 (IGP-M de Nov/2012), nos termos do § 4º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.

Ressalta-se que, a estas margens reposicionadas e atualizadas, vigentes em 01/01/13, deverão ser agregados o custo de gás alocado e os tributos incidentes vigentes na ocasião de aplicação das tarifas.

Cabe mencionar ainda que, as tarifas de prestação de serviço de distribuição para consumidores livres, correspondem às margens unitárias, vigentes no momento de sua aplicação, do segmento de consumo equivalente, ou seja, da margem atribuída a cada consumidor e faixa de consumo em função do uso final a que se destina o gás natural, conforme previsto no § 18º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.

No Anexo 11 estão apresentadas a Estrutura Tarifária Proposta e a respectiva competitividade em relação aos energéticos substitutos, para os principais segmentos de consumo.

## Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

---

### 16. Anexos

#### 16.1. Documentos Anexos deste Relatório

- Anexo 1 – Margens Vigentes em 31/12/2011 sem Retroatividade.*
- Anexo 2 – Demonstrações Contábeis em 31/12/11.*
- Anexo 3 – Projeção de Clientes e Demanda para Cálculo da Margem Total Não Reposicionada.*
- Anexo 4 – Projeção da Margem Total Não Reposicionada.*
- Anexo 5 – Demonstrativo dos Investimentos Realizados (2008 – 2012).*
- Anexo 6 – Projeção de OPEX (2013-2017).*
- Anexo 7 – Projeção de Atividades Correlatas (2013-2017).*
- Anexo 8 – Plano de Investimentos (2013 – 2017).*
- Anexo 9 – Base de Remuneração dos Ativos (BRA) em dezembro/2011*
- Anexo 10 – Redesenho Tarifário*
- Anexo 11 – Estrutura Tarifária e Competitividade*

#### 16.2. Documentos de Referência

- Documento Referência 1 – Plano de Expansão Comercial (Mercado Residencial) 2013 – 2017.*
- Documento Referência 2 – Cálculo de Taxa de Remuneração de Capital da CEG RIO – PUC-RJ.*