

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA – UnB
INSTITUTO DE CIÊNCIAS HUMANAS
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
MESTRADO PROFISSIONAL EM REGULAÇÃO E GESTÃO DE NEGÓCIOS

ANÁLISE DA REMUNERAÇÃO E DESEMPENHO DA REDE BÁSICA

Maria Luiza Ferreira Caldwell

Matrícula: 09/0040503

Orientador: Ivan Marques de Toledo Camargo

Brasília, fevereiro de 2011.

Maria Luiza Ferreira Caldwell

ANÁLISE DA REMUNERAÇÃO E DESEMPENHO DA REDE BÁSICA

Dissertação apresentada ao Departamento de Economia da Universidade de Brasília para obtenção do Título de Mestre em Regulação.

Orientador: Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo

Data de aprovação: 25/02/2011

MEMBROS COMPONENTES DA BANCA EXAMINADORA:

Presidente e Orientador: Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo – UnB.

Membro Titular: Prof. Dr. Bernardo Mueller – UnB.

Membro Titular: Dr. Cláudio Elias Carvalho – ANEEL/USP.

Local: Universidade de Brasília
Departamento de Economia
UnB – Brasília

AGRADECIMENTOS

Agradeço imensamente a Deus pelas bênçãos, oportunidades e pessoas essenciais em minha vida.

Ao professor e orientador Ivan Camargo pelo conhecimento, apoio e tranquilidade no desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos da SRE, em especial Davi e Cláudio, que me ensinaram muito desde que cheguei à ANEEL e sempre contribuíram para que eu buscasse o melhor de mim nos pequenos e grandes obstáculos do dia a dia.

Aos meus pais e irmãs pelo amor e apoio incondicional em todas as dificuldades e, principalmente, em todas as conquistas, que também são suas.

Finalmente, agradeço ao George, meu marido e amigo, que sempre esteve firme ao meu lado. O seu apoio e sua segurança me permitiram, mais uma vez, chegar até o fim.

ANÁLISE DA REMUNERAÇÃO E DESEMPENHO DA REDE BÁSICA

Autora: Maria Luiza Ferreira Caldwell

Orientador: Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo

RESUMO

A transmissão de energia elétrica é uma atividade de caráter estratégico, essencial ao pleno desenvolvimento do mercado de energia no Brasil. A cada concessão de transmissão é estabelecida uma **receita máxima** em contrapartida ao serviço público prestado.

Os parâmetros e critérios para composição da receita associada ao serviço de transmissão foram constantemente aprimorados ao longo dos anos, especialmente após o advento da **revisão tarifária periódica**, instrumento regulatório que visa promover eficiência produtiva e incentivar a realização de investimentos prudentes, obedecendo aos dispositivos legais e contratuais vigentes. Diante disso, o trabalho tem por objetivo apresentar a evolução deste processo nas concessões de transmissão de energia elétrica, avaliar seus impactos sobre os resultados encontrados nos dois ciclos de revisão tarifária realizados até o presente momento, além de identificar suas principais diferenças.

Finalmente, o trabalho propõe relacionar a remuneração e o desempenho das instalações de transmissão. A **qualidade** na prestação do serviço de transmissão no Brasil é medida a partir da disponibilidade e capacidade plena dos sistemas. Assim, busca-se relacionar a qualidade do serviço ao processo de revisão tarifária periódica, com base em indicadores de desempenho aplicados às instalações atualmente em operação comercial.

ANALYSIS OF REMUNERATION AND PERFORMANCE OF TRANSMISSION SYSTEM.

Author: Maria Luiza Ferreira Caldwell

Advisor: Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo

ABSTRACT

The transmission of electricity is a strategic activity, essential to the full development of the Brazilian energy market. In each public utility a **maximum revenue** is defined in return for an appropriate service delivered.

The parameters and criteria related to the revenue of the transmission service have been improved over the years, especially after the introduction of **periodic tariff revisions**, a regulatory tool which promotes efficiency, productivity and prudent investments, according to the current legislation and contractual arrangements. Thus, the study aims to introduce the evolution of this process on electricity transmission utilities, evaluate their impacts on the two rounds of tariff revision and identify their differences.

Finally, this work proposes to correlate remuneration and performance of the transmission systems. The **quality** of transmission services in Brazil is measured by capacity and availability of the systems. Thereby, it attempts to correlate the quality of transmission service and the process of periodic tariff revision, based on performance indicators of the transmission systems in operation.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Sistema de Transmissão – Horizonte 2012 (fonte: ONS).....	5
Figura 2.2: Relações contratuais entre agentes do SIN.....	8
Figura 2.3: Evolução da extensão da Rede Básica, em km. (ONS).....	9
Figura 2.4: Evolução da Receita Anual Permitida da Rede Básica (ANEEL).....	10
Figura 3.1: Revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão existentes.....	18
Figura 3.2: Revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão licitadas.....	23
Figura 4.1: Evolução da RBNI frente ao crescimento da receita da Rede Básica (ANEEL).....	30
Figura 4.2: Modelo de Custo-padrão aplicado às linhas de transmissão (ref.: jun/2004).....	33
Figura 4.3: Modelo de Custo-padrão aplicado aos módulos de manobra (ref.: jun/2004).....	34
Figura 4.4: Transformador trifásico, 230/69 kV, de 100 MVA, e conexões associadas.....	36
Figura 4.5: Cálculo da RAP nos primeiros processos de autorização de reforços (degrau).....	37
Figura 5.1: Receita associada aos reforços antes da 1ª RTP (ANEEL).....	40
Figura 5.2: Receita associada aos reforços antes da 2ª RTP para concessionárias existentes.....	41
Figura 5.3: Receita associada aos reforços antes da RTP para concessionárias licitadas.....	41
Figura 5.4: Modelo de Custo de Referência ANEEL para os módulos de manobra (R\$).....	44
Figura 5.5: Modelo de Custo de Referência ANEEL para linhas de transmissão (R\$/km).....	45
Figura 5.6: Comparação entre Custo de Referência ANEEL e custo-padrão Eletrobrás.....	45
Figura 5.7: Efeito do Custo de Referência ANEEL nas Bases de Remuneração no 1º ciclo.....	46
Figura 5.8: Custos operacionais admitidos na 1ª RTP (em relação à Base de Remuneração).....	52
Figura 5.9: Decomposição do IRT da CEEE na 1ª RTP.....	57
Figura 5.10: Decomposição do IRT da CHESF na 1ª RTP.....	58
Figura 5.11: Decomposição do IRT da COPEL na 1ª RTP.....	59
Figura 5.12: Decomposição do IRT da CTEEP na 1ª RTP.....	59
Figura 5.13: Decomposição do IRT da ELETRONORTE na 1ª RTP.....	60
Figura 5.14: Decomposição do IRT da ELETROSUL na 1ª RTP.....	60

Figura 5.15: Decomposição do IRT de FURNAS na 1ª RTP	61
Figura 5.16: Evolução do escopo da revisão tarifária periódica na transmissão	63
Figura 5.17: Modelo Banco de Preços Referenciais da ANEEL para módulos de LTs (R\$/km)	65
Figura 5.18: Modelo Banco de Preços Referenciais da ANEEL para módulos de manobra (R\$)	66
Figura 5.19: Comparação entre referenciais regulatórios para valoração de unidades modulares.....	68
Figura 5.20: Efeito do Custo de Referência ANEEL nas Bases de Remuneração no 2º ciclo	69
Figura 5.21: Custos operacionais admitidos na 2ª RTP (em relação à Base de Remuneração)	74
Figura 5.22: Receita vigente até segunda revisão tarifária (concessionárias existentes)	79
Figura 5.23: Decomposição do IRT da CEEE na 2ª RTP	83
Figura 5.24: Decomposição do IRT da CHESF na 2ª RTP.....	84
Figura 5.25: Decomposição do IRT da COPEL na 2ª RTP.....	84
Figura 5.26: Decomposição do IRT da CTEEP na 2ª RTP.....	85
Figura 5.27: Decomposição do IRT da ELETRONORTE na 2ª RTP.....	85
Figura 5.28: Decomposição do IRT da ELETROSUL na 2ª RTP	86
Figura 5.29: Decomposição do IRT de FURNAS na 2ª RTP	86
Figura 6.1: Indicadores de desempenho na Rede Básica	93
Figura 6.2: Frequência média dos desligamentos na Rede Básica (ponderados por FT).....	99

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4.1: Parâmetros para remuneração associada à autorização dos reforços	35
Tabela 5.1: Parâmetros para cálculo da remuneração na 1ª revisão tarifária	47
Tabela 5.2: Parâmetros para cálculo dos custos operacionais na 1ª RTP.....	51
Tabela 5.3: Custos operacionais (revisão tarifária x autorização dos reforços)	51
Tabela 5.4: Resultado da primeira revisão tarifária	55
Tabela 5.5: Decomposição do Índice de reposicionamento tarifário (IRT)	55
Tabela 5.6: Receita vigente até segunda revisão tarifária (concessionárias existentes).....	63
Tabela 5.7: Parâmetros para cálculo da remuneração na 2ª revisão tarifária	70
Tabela 5.8: Parâmetros para cálculo dos custos operacionais na 2ª RTP.....	73
Tabela 5.9: Comparação entre metodologias de cálculo da RAP (ref: junho/2009)	76
Tabela 5.10: Resultado da segunda revisão tarifária	77
Tabela 5.11: Reposicionamento (IRT) considerando a participação por tipo de receita.....	80
Tabela 5.12: Decomposição do Índice de reposicionamento tarifário (IRT)	82

ÍNDICE DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BRR: Base de Remuneração Regulatória

BD: Barra dupla (arranjo de subestação)

CAAE: Custo anual dos Ativos Elétricos

CCT: Contrato de Conexão à Transmissão

CD: Circuito duplo (linha de transmissão)

COFINS: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CPST: Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão

CS: Circuito simples (linha de transmissão)

CT: Conexão de transformador (unidade modular para conexão de equipamentos)

CUST: Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

DIT's: Demais Instalações de Transmissão

DJM: Disjuntor e meio (arranjo de subestação)

EL: Entrada de Linha (unidade modular para conexão de linhas de transmissão)

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

FT: Função de Transmissão

IB: Interligação de barramento (unidade modular para conexão de barramento)

IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado

IPCA: Índice de Preços ao Consumidor Amplo

IRT: Índice de Reposicionamento Tarifário

LT: Linha de transmissão

MME: Ministério de Minas e Energia

MUST: Montante de Uso do Sistema de Transmissão

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

P&D: Pesquisa e Desenvolvimento

PAR: Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica

PAR/DIT: Proposta Anual de Ampliações e Reforços em Instalações de Transmissão não integrantes da Rede Básica

PAR/PET: Relatório de planejamento que consolida os relatórios: PAR e PET

PAR/PET-DIT: Relatório de planejamento que consolida os relatórios: PAR/DIT e PET

PDE: Plano Decenal de Expansão de Energia

PET: Programa de Expansão da Transmissão

PIS: Programa de Integração Social

PMIS: Plano de Modernização de Instalações de Interesse Sistemico

PMS: Custo contábil corresponde às contas de pessoal, materiais e serviços de terceiros

PMSO: Custo contábil PMS somado à conta Outros.

PV: Parcela Variável

RAP: Receita Anual Permitida

RBNI: Rede Básica Novas Instalações

RBSE: Rede Básica Instalações Existentes

RCDM: Receita de Conexão Novas Instalações

RGR: Reserva Global de Reversão

RPC: Receita de Conexão Instalações Existentes

1^a RTP: Primeira Revisão Tarifária Periódica

2^a RTP: Segunda Revisão Tarifária Periódica

SIN: Sistema Interligado Nacional

TCU: Tribunal de Contas da União

TFSEE: Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica

TMDC: Taxa Média de Depreciação Ponderada por Unidade Modular

TR: Transformador trifásico

TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

WACC: Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital*)

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	O SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO	4
2.1	REGULAMENTAÇÃO VIGENTE.....	5
2.2	AGENTES SETORIAIS	10
2.1.1	Empresa de Planejamento Energético.....	11
2.1.2	Operador Nacional do Sistema Elétrico.....	11
2.1.3	Ministério de Minas e Energia.....	12
2.1.4	Agência Nacional de Energia Elétrica	12
3	OS CONTRATOS DE TRANSMISSÃO.....	14
3.1	PRIMEIRAS CONCESSÕES (CONCESSÕES EXISTENTES)	14
3.2	NOVAS CONCESSÕES LICITADAS.....	19
4	A RECEITA DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO	25
4.1	ANÁLISE TEÓRICA.....	25
4.2	FORMAÇÃO DA RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP).....	29
4.3	AUTORIZAÇÃO DE REFORÇOS NO SIN	29
4.3.1	Investimento	32
4.3.2	Remuneração e Depreciação.....	34
4.3.3	Custos Operacionais	35
4.3.4	Cálculo da Receita Anual Permitida.....	35
5	A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA (RTP)	38
5.1	PRIMEIRO CICLO DE REVISÕES TARIFÁRIAS	42
5.1.1	Base de Remuneração.....	42
5.1.2	Remuneração e Depreciação.....	47
5.1.3	Custos Operacionais	48
5.1.4	Cálculo da Receita Anual Permitida.....	53
5.1.5	Resultados.....	55

5.2	SEGUNDO CICLO DE REVISÕES TARIFÁRIAS	61
5.2.1	Base de Remuneração.....	64
5.2.2	Remuneração e Depreciação.....	70
5.2.3	Custos Operacionais	70
5.2.4	Cálculo da Receita Anual Permitida.....	74
5.2.5	Resultados.....	77
5.3	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS.....	86
6	DESEMPENHO DA REDE BÁSICA	90
6.1	INDICADORES DE QUALIDADE	90
6.2	SEPARAÇÃO RBNI x RBSE.....	94
7	CONCLUSÕES.....	102
8	REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS	105

1 INTRODUÇÃO

O **Sistema Interligado Nacional** é um conjunto de instalações que concentra aproximadamente 97% da capacidade de produção de energia elétrica no Brasil. O atendimento da geração à carga é realizado por extensas linhas de transmissão em alta tensão e elevado número de subestações, que formam o sistema interligado de transmissão brasileiro.

A operação e o planejamento da expansão da transmissão no Brasil são realizados de forma centralizada com a participação efetiva de diversos agentes setoriais, cuja organização e atribuições são estabelecidas em legislação específica.

Além disso, atualmente, o segmento de transmissão possui um grande número de concessionárias atuantes. Em 2001, como resultado do modelo de desverticalização do serviço de energia elétrica, foram celebrados os primeiros Contratos de Concessão entre o Poder Concedente e as empresas que eram detentoras de ativos de transmissão à época (**empresas não licitadas**). Após esse período, as concessões somente foram outorgadas após processos competitivos entre os interessados, denominados leilões públicos, resultando em novas concessões de transmissão (**empresas licitadas**).

O pagamento pelo serviço prestado é realizado por meio da **Receita Anual Permitida** (RAP), formada pelas parcelas de remuneração e depreciação dos investimentos, custos operacionais, encargos e tributos. Sua outorga pode ocorrer de duas formas distintas: (i) nova concessão de transmissão, para qual a menor receita ofertada em leilão é declarada vencedora do certame, tendo por base uma receita máxima calculada pelo regulador; ou (ii) nova autorização de reforços em instalações existentes, desde que indicados pelo planejamento setorial. Neste caso, cabe ao regulador a definição dos parâmetros para o cálculo da receita máxima atribuída aos reforços.

Os Contratos de Concessão prevêm, também, as únicas formas de alterações da receita durante o período contratual: a revisão tarifária (periódica ou extraordinária) e o reajuste tarifário anual.

A **revisão tarifária periódica** possui o objetivo precípua de assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das concessões e garantir o compartilhamento dos ganhos de eficiência empresarial obtidos pelas concessionárias nos intervalos entre os ciclos. No setor de transmissão de energia elétrica, o período entre revisões pode variar entre quatro ou cinco

anos. Os métodos empregados visam estabelecer padrões de desempenho entre os agentes regulados, por meio da comparação entre concessionárias que atuam na mesma atividade, o que resulta no reposicionamento da receita com base em um retorno adequado sobre investimentos prudentes e o reconhecimento de custos operacionais eficientes. A partir da revisão tarifária, a receita é reajustada anualmente e somente reavaliada no próximo ciclo tarifário.

Para as empresas não licitadas, a revisão tarifária periódica aplica-se apenas sobre a parcela de receita atribuída aos reforços em instalações existentes. Já para as empresas licitadas, além da previsão contratual de revisão tarifária sobre os reforços, é possível que haja também reavaliação da receita ofertada no leilão, mas, para tanto, é indispensável conhecer as cláusulas que ditam cada um dos contratos vigentes, pois estas têm sido objeto de constantes atualizações sobre o tema.

A autorização de reforços no Sistema Interligado Nacional é realizada desde 2000, sendo objeto de constantes aprimoramentos em suas metodologias, critérios e parâmetros. Atualmente, a receita atribuída aos reforços representa apenas 18,66% da receita total do SIN, contudo, seu crescimento histórico ocorre a taxas muito acentuadas. Assim, diante desta franca expansão, torna-se importante avaliar o impacto dos processos de revisão tarifária periódica sobre os resultados já homologados para as concessionárias de transmissão (licitadas ou não licitadas).

Em junho de 2007, foram adotados os critérios e parâmetros estabelecidos na Resolução Normativa nº 257/2007, referente ao **primeiro ciclo de revisões tarifárias** das concessionárias de transmissão, no qual foram reavaliadas as receitas de instalações autorizadas que iniciaram sua operação comercial até junho de 2005.

Em junho de 2010, foi aplicada a metodologia disposta na Resolução Normativa nº 386/2009, referente ao **segundo ciclo de revisões tarifárias**, aplicado sobre as receitas de instalações de transmissão em operação até junho de 2009, o que incluiu a base de ativos avaliada no 1º ciclo.

O objetivo do trabalho é avaliar o impacto destas metodologias e os seus efeitos sobre os resultados já homologados. Assim, efetua-se uma análise global entre os dois ciclos, que visa apresentar a evolução dos critérios e parâmetros empregados desde o início do processo de autorização dos reforços até sua atualização nos processos de revisão tarifária.

Ainda, considerando que revisão tarifária aplica-se somente sobre parte da receita total do setor, estima-se que esta situação possa resultar em efeito danoso no **desempenho do serviço de transmissão** de energia elétrica. Os baixos níveis de investimentos nas instalações *blindadas*, que não são submetidas a qualquer forma de reavaliação por força de um dispositivo contratual, tem impacto direto na qualidade. Desta forma, o trabalho procura relacionar a qualidade da transmissão ao processo de revisão tarifária periódica, com base nos indicadores de desempenho disponíveis para o sistema existente.

Assim, com exceção do presente Capítulo (Introdução), o trabalho é dividido em outros seis, a saber: o Capítulo 2 apresenta as principais características do Sistema Interligado Nacional, as atribuições dos agentes, a legislação setorial vigente e suas modificações recentes. O Capítulo 3 dedica-se a esclarecer as diversas concessões em vigor e as principais razões que levaram às diferenças encontradas. O Capítulo 4 propõe uma avaliação da formação da receita máxima do serviço de transmissão e sua evolução ao longo dos anos. Já os Capítulos 5 e 6 detalham o impacto das revisões tarifárias sobre os resultados homologados, bem como seus efeitos sobre o desempenho das instalações de transmissão. Finalmente, o capítulo 7 apresenta as conclusões do trabalho.

2 O SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO

O Sistema Elétrico Brasileiro possui características únicas que o distingue de sistemas elétricos encontrados em outros países, causadas essencialmente pela grande extensão do território nacional e a forte presença de usinas hidroelétricas que se localizam a grandes distâncias dos principais centros consumidores.

A interligação dessas usinas geradoras para o atendimento às cargas necessita, em âmbito nacional, de um sistema de transmissão robusto, caracterizado por extensas linhas de transmissão e inúmeras subestações, que formam o **Sistema Interligado Nacional (SIN)**.

O SIN é constituído por instalações de transmissão de empresas que atuam nas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte (excetos os Estados do Amazonas, Roraima e Amapá, além de localidades isoladas em outros Estados). Atualmente, é operado de forma centralizada, o que possibilita a redução dos custos de produção da energia elétrica, formada pelas cadeias de geração, transmissão e distribuição de energia. Assim, possui caráter estratégico em âmbito nacional, contribuindo para o pleno desenvolvimento do mercado.

A interligação entre os diversos elementos de um sistema de transmissão, além de sua operação centralizada, tal como ocorre no SIN, viabiliza o intercâmbio de energia entre diferentes regiões, permitindo a otimização dos recursos hídricos nacionais, que no Brasil sofrem variações significativas em função das condições climáticas e hidrológicas. Assim, o aproveitamento conjunto dos recursos hídricos permite reduzir os custos de operação, pela redução de geração térmica e o consumo de combustíveis em determinada região do sistema afetada por condições desfavoráveis à geração hidroelétrica. Por este motivo, alguns autores tratam as interligações inter-regionais como forma de “transferência de água” entre diferentes regiões do Brasil.

Ainda, um sistema de transmissão robusto possibilita o aumento da confiabilidade e flexibilidade operativa dentro de cada sistema regional. Por este motivo, o planejamento de expansão das instalações do SIN também é realizado de forma centralizada, no qual se avaliam diversas situações de contingência, além da previsão de crescimento da demanda de energia elétrica, com fins de garantir, com a maior precisão possível, o escoamento da geração para o adequado atendimento à carga. É claro que a expansão do SIN deve ser sempre analisada sob a ótica de menor custo e do uso racional das instalações existentes, no entanto, incorporam-se também à análise todos os benefícios que esta trará à sociedade.

A Figura 2.1 a seguir, apresenta as principais linhas de transmissão que formam atualmente o Sistema Interligado Nacional e suas previsões até 2012, que são indicadas pelo planejamento setorial com base no crescimento gradativo da demanda no período:

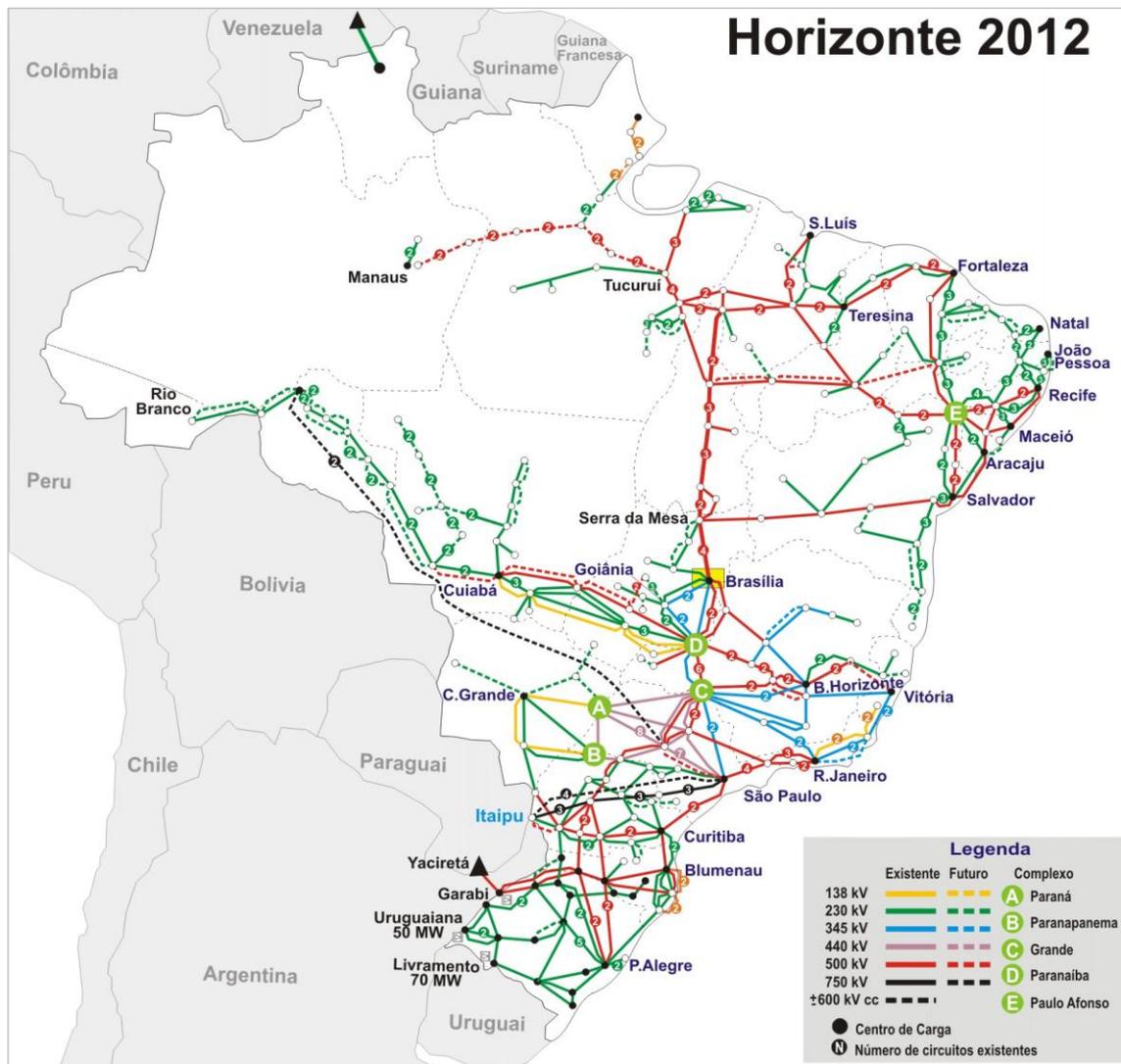


Figura 2.1: Sistema de Transmissão – Horizonte 2012 (fonte: ONS)

2.1 REGULAMENTAÇÃO VIGENTE

O artigo 21 da Constituição Federal, de 05 de outubro de 1988, definiu a competência da União para exploração dos serviços e instalações de energia elétrica. Assim, em sua prestação o Estado pode atuar de forma direta ou indireta, esta última realizada por meio de delegação a terceiros, a partir dos mecanismos de concessão, permissão ou autorização.

A transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional é uma atividade primordial, necessária ao desenvolvimento da sociedade e indispensável à manutenção do interesse social, sob a qual se aplica a supremacia do interesse público sobre o interesse privado. Por isso, o serviço de transmissão de energia elétrica caracteriza-se por prestação de serviço público.

Desta forma, as empresas que realizam a transmissão de energia elétrica no SIN são classificadas como concessionárias de serviço público, para as quais a Lei nº 8.987, de 07 de julho de 1995, definiu que a *“tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato”*.

Nesse sentido, aplica-se ao segmento de transmissão no Brasil o regime de regulação por incentivos, no qual é definida para cada concessionária uma **receita máxima** (Receita Anual Permitida – RAP) por instalação de transmissão, que visa garantir, em contrapartida ao serviço prestado, uma remuneração justa para os investimentos prudentes, além da cobertura de custos operacionais eficientes.

Ainda, a isonomia no acesso às instalações de transmissão foi garantida pela Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, que assegurou aos usuários do SIN o livre acesso aos *“sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente”*. Os acessantes das instalações de transmissão são divididos entre carga, representada pelas distribuidoras de energia elétrica ou grandes consumidores livres, ou os geradores de energia elétrica (ou apenas: geração).

Adicionalmente, o Artigo 17 da mencionada Lei estabeleceu a competência ao Poder Concedente para definição das instalações de transmissão destinadas à Rede Básica (dos sistemas interligados), além daquelas de interesse exclusivo para atendimento de carga ou geração. Vale lembrar que, conforme disposto na Lei, a forma de acesso e o pagamento pelo uso das redes podem ser alterados em função do tipo das instalações de transmissão acessadas.

Atualmente, as instalações de transmissão do SIN são classificadas pelo nível de tensão e/ou usuário conectado, sendo denominadas: **Rede Básica** ou **Demais Instalações de Transmissão** (DIT's).

As instalações da Rede Básica são disponibilizadas pelas concessionárias de transmissão ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) por meio do Contrato de Prestação do Serviço de Transmissão (CPST), o qual permite ao ONS a administração e coordenação integrada do SIN.

Ainda, conforme regulamentação vigente (Resolução Normativa n° 067, de 08 de junho de 2004), a **Rede Básica** é composta das linhas de transmissão ou equipamentos de subestações com tensão igual ou superior a 230 kV. Já os transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV são atualmente classificados como **Rede Básica Fronteira**.

Os usuários da Rede Básica efetuam o pagamento pelo uso do sistema por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), dividida em duas componentes distintas:

(i) **TUST_{RB}**: que visa arrecadar o montante de receita associada à Rede Básica e é calculada com a metodologia nodal, a qual aplica sinal locacional às tarifas, conforme disposição legal. De forma simplificada, as tarifas são definidas a partir da receita total a ser arrecadada na Rede Básica e, ainda, da configuração atual da rede de transmissão, o que inclui as condições de carregamento dos sistemas e a demanda em cada ponto de conexão. Além disso, as tarifas de uso locais são calculadas por ponto de conexão, o que garante maior ônus a quem faz um maior uso da rede. Por exemplo: para uma nova usina adicionada a uma região predominantemente exportadora, ou seja, próxima a zonas de geração conectadas ao sistema interligado, será atribuída uma tarifa mais alta pelo uso do sistema, já que sua atividade imputa maior utilização das redes e subestações de transmissão, já intensamente carregadas pelos diversos pontos de geração existentes. No entanto, para o caso de um consumidor livre conectado nesta mesma região exportadora, pode-se afirmar que este pode aliviar a utilização do sistema, o que contribui para a redução de sua tarifa de uso do sistema de transmissão e;

(ii) **TUST_{FR}**: cuja arrecadação visa cobrir a receita associada à Rede Básica Fronteira. Nesses casos, a receita atribuída a estas instalações é rateada entre os acessantes diretamente conectados.

De forma a garantir o livre acesso e o tratamento isonômico dispostos em Lei são celebrados, entre acessantes e ONS, os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST),

que tratam, entre outros, da contratação dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), sobre os quais serão aplicadas as tarifas de uso dos sistemas. Adicionalmente, são firmados os Contratos de Conexão à Transmissão (CCT), que dispõem acerca do relacionamento técnico, operacional e administrativo entre acessantes e concessionária de transmissão. A Figura 2.2 a seguir exemplifica as relações contratuais que definem o acesso à Rede Básica ou Rede Básica Fronteira, conforme legislação superveniente:

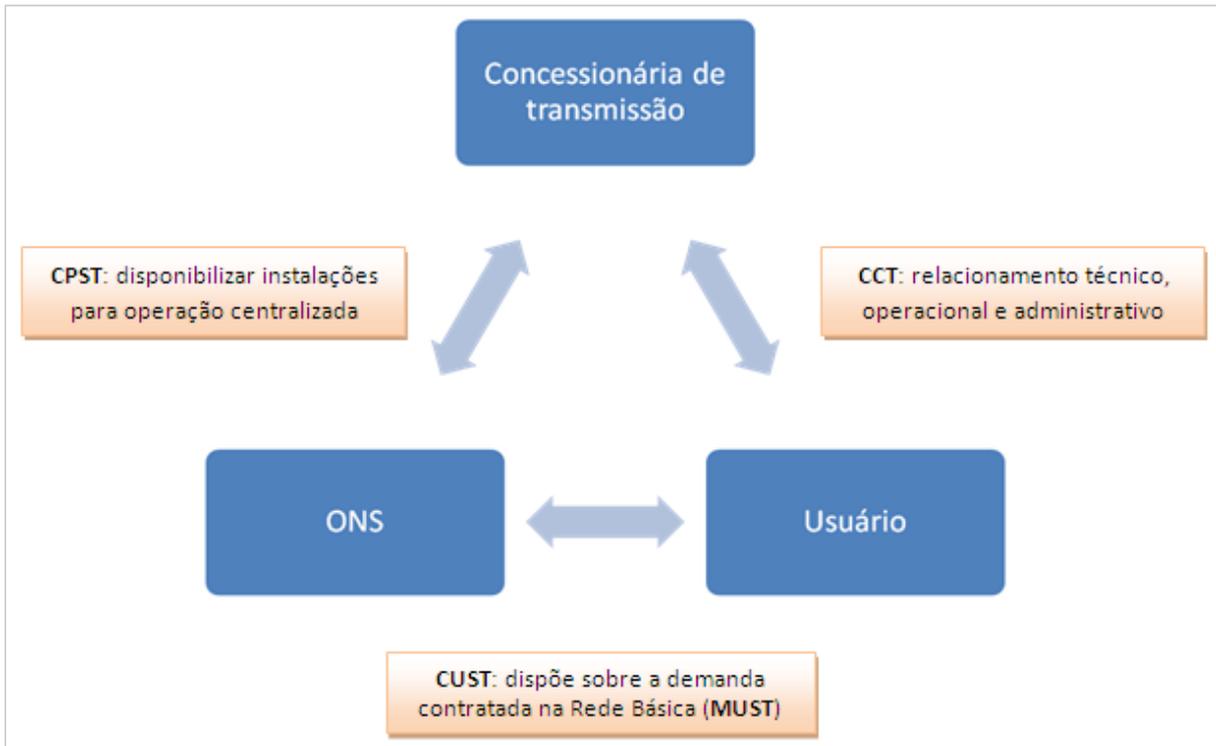


Figura 2.2: Relações contratuais entre agentes do SIN

Ainda, além da classificação da Rede Básica disposta na Resolução 067/2004, a Resolução Normativa nº 068, de 08 de junho de 2004, definiu a composição das Demais Instalações de Transmissão (DIT's), também previstas no texto da Lei: instalações com tensão inferior a 230 kV, interligações internacionais e instalações para atendimento de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou para atendimento de consumidores livres, em caráter exclusivo. Por se tratar de instalações de interesse restrito, o pagamento pelo uso das DIT's é feito diretamente dos usuários à transmissora acessada, mediante os encargos de conexão, que são estabelecidos nos CCT's celebrados entre acessantes e concessionária de transmissão de energia elétrica.

Com fins de explorar as principais diferenças entre os tipos de instalações de transmissão existentes (Rede Básica ou DIT's), é razoável comparar a Rede Básica a um

condomínio composto por instalações de transmissão de propriedade de diversas concessionárias, e cuja arrecadação das receitas conta com a participação de todos os usuários do sistema, mediante pagamento de tarifa associada a cada ponto de conexão e à demanda do usuário. Em contrapartida, as Demais Instalações de Transmissão possuem destinação exclusiva a um número restrito de acessantes, que são claramente identificados em cada ponto do sistema. Assim, para estas instalações não há compartilhamento dos custos entre todos os usuários do SIN, apenas aqueles diretamente conectados.

Nos últimos anos, a transmissão de energia elétrica vem se tornando elemento fundamental no desenvolvimento do mercado de energia elétrica no Brasil. Observa-se um crescimento acelerado das instalações de transmissão pertencentes ao SIN, em especial da Rede Básica, que é parcela mais representativa do sistema, conforme visto na Figura 2.3, que apresenta a evolução da extensão da Rede Básica (em km):

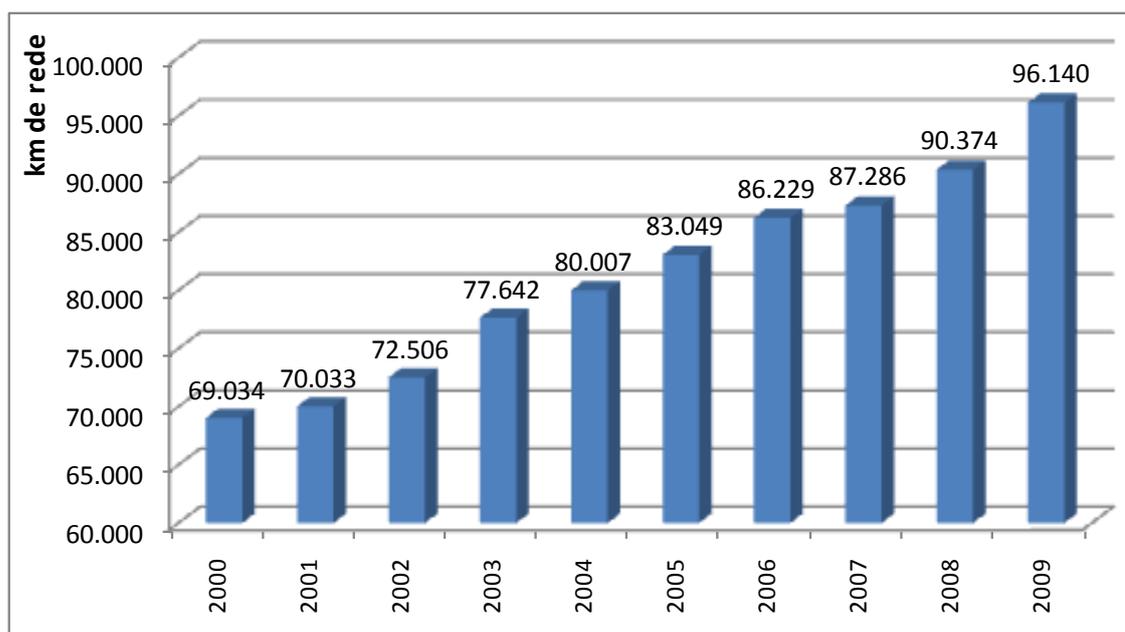


Figura 2.3: Evolução da extensão da Rede Básica, em km. (ONS)

De outro modo, apresenta-se também o crescimento significativo da Receita Anual Permitida das concessionárias de transmissão associada à Rede Básica, conforme Figura 2.4 a seguir, que é definida de forma a remunerar os investimentos realizados nas redes e subestações.

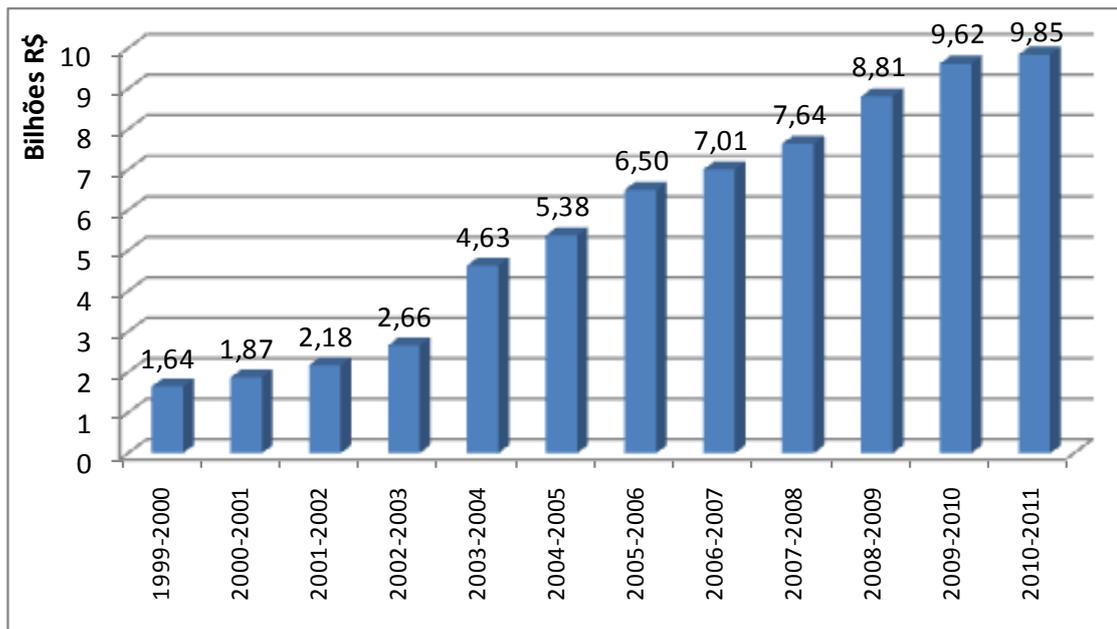


Figura 2.4: Evolução da Receita Anual Permitida da Rede Básica (ANEEL)

Grande parte do acelerado crescimento do SIN deve ser atribuída às novas ampliações, construídas após a realização de leilões de transmissão, conforme estabelece a Lei nº 8.987/1995, e que visam garantir, em sua maioria, às interligações entre os diversos subsistemas nacionais. No entanto, uma parcela relevante deste crescimento também se deve às autorizações concedidas às concessionárias para construção dos reforços necessários em seus sistemas existentes. Estes são executados mediante Resolução da ANEEL e buscam, principalmente, atender a critérios de contingência e garantir a segurança do atendimento, resultando em considerável crescimento nos últimos anos.

2.2 AGENTES SETORIAIS

A implantação de novas instalações no setor de transmissão de energia elétrica no Brasil requer sua prévia indicação no Programa de Outorgas da Transmissão, baseado nos estudos de planejamento consolidados pelo **Ministério de Minas e Energia** (MME), a partir de relatórios desenvolvidos pelo **Operador Nacional do Sistema Elétrico** (ONS) e **Empresa de Planejamento Energético** (EPE). Os relatórios apontam a necessidade das novas instalações consideradas indispensáveis ao adequado desempenho do Sistema Interligado Nacional – SIN, para as quais sua outorga, mediante concessão ou autorização, é delegada à **Agência Nacional de Energia Elétrica** (ANEEL).

Os agentes setoriais são responsáveis por todo o processo necessário à implantação de novas instalações de transmissão: planejamento da expansão do sistema existente, homologação de sua outorga e, finalmente, a liberação, operação e controle do novo elemento SIN, os quais se passam a detalhar:

2.1.1 Empresa de Planejamento Energético

A Empresa de Planejamento Energético (EPE) foi criada pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. É uma empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), cujo objetivo é a elaboração de estudos e pesquisas para subsidiar o adequado planejamento do setor energético, o que inclui os planos de expansão da transmissão de energia elétrica com horizonte de longo, médio ou curto prazo:

(i) O Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE apresenta os principais estudos acerca da necessidade de expansão dos sistemas de transmissão, abrangendo dados do sistema elétrico e da carga previstos para o horizonte de 10 anos. O estudo incorpora estimativas da evolução física da rede, bem como previsão dos investimentos nas linhas de transmissão e subestações necessárias durante o período decenal.

(ii) O Programa de Expansão da Transmissão – PET relaciona os estudos para expansão da Rede Básica e atendimento da demanda no horizonte de 5 anos, com o objetivo de garantir as condições imediatas de atendimento aos mercados e os intercâmbios entre regiões.

2.1.2 Operador Nacional do Sistema Elétrico

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. É um órgão regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e foi criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. É constituído pelos agentes de geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumidores conectados diretamente à Rede Básica.

Entre suas diversas atribuições estão os Procedimentos de Rede, elaborados pelo ONS e aprovados pela ANEEL, que visam estabelecer normas, requisitos técnicos e qualidade, de modo a garantir a adequada operação e controle do sistema de transmissão. Os Procedimentos de Rede estabelecem as responsabilidades dos agentes envolvidos no SIN, incluindo suas principais atividades, produtos e prazos.

Adicionalmente, cabe ao ONS a elaboração dos seguintes relatórios de planejamento: (i) Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR), e; (ii) Proposta Anual de Ampliações e Reforços em Instalações de Transmissão não integrantes da Rede Básica (PAR/DIT), específico para intervenções nas DIT's.

O PAR e PAR/DIT são elaborados anualmente pelo ONS, com horizonte de 3 anos, e contemplam as obras necessárias para preservar a segurança e o desempenho das instalações de transmissão do SIN, garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica e possibilitar o livre acesso de novos usuários ao sistema.

2.1.3 Ministério de Minas e Energia

Incube ao Ministério de Minas e Energia (MME) a definição de diretrizes e políticas públicas, a coordenação, elaboração e implementação dos instrumentos do planejamento energético brasileiro.

O MME é responsável pela consolidação dos estudos e relatórios elaborados pela EPE e ONS, resultando nos relatórios denominados PAR/PET ou PAR/PET-DIT, de caráter determinativo, que apresentam a necessidade de grandes ampliações no SIN ou pequenos reforços nas instalações existentes. Encaminha anualmente à ANEEL o Programa de Outorgas da Transmissão, baseado nos relatórios supramencionados, e promove ainda a outorga de concessões, autorizações e permissões dos serviços de energia elétrica, por meio de delegação à Agência Reguladora.

2.1.4 Agência Nacional de Energia Elétrica

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e sua missão é *“proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade”*.

É constituída como órgão de Estado e dotada de autonomia administrativa, financeira e decisória, características de relevante importância, pois garante que seus atos normativos estejam em equilíbrio entre três interessados sobre a matéria: Estado, agentes e consumidores. Todas suas decisões são deliberadas por Diretoria Colegiada, composta por 5 integrantes.

Entre as principais atribuições da ANEEL destacam-se: garantir a estabilidade das regras, o cumprimento dos contratos de concessão, compatibilizar a qualidade do serviço prestado com a tarifa paga, definir remuneração adequada aos investimentos realizados, etc. Tais atividades devem ser precedidas de amplo debate e manifestação dos agentes interessados, por meio de Audiências e Consultas Públicas, instrumentos de apoio ao processo decisório das Agências e que possuem o objetivo de dar transparência às suas ações.

No que diz respeito ao serviço público de transmissão de energia elétrica, é de sua competência a regulamentação técnica e econômica, de forma a garantir a confiabilidade e segurança do sistema elétrico brasileiro, bem como atender ao interesse público.

Conforme já mencionado, por se tratar de planejamento determinativo, as necessidades de expansão da Rede Básica e DIT's são definidas pelo MME. Cabe à ANEEL, portanto, a aplicação dos relatórios de planejamento com base nas justificativas técnicas e econômicas apresentadas, com vistas a garantir o pleno atendimento do mercado e a modicidade das tarifas. Ainda, é de sua atribuição a segregação das instalações necessárias ao SIN, refletindo no tipo de ato de outorga necessário à sua construção:

- As ampliações são caracterizadas pela implantação de novo elemento na rede, seja linha de transmissão ou subestação e, geralmente, são instalações de grande porte, apresentando função sistêmica para atendimento de vários agentes da Rede Básica. Estas instalações devem ser objeto de processo licitatório para uma nova concessão de transmissão, conforme preconiza a Lei. A ANEEL promove e acompanha os processos de licitação, bem como a celebração dos Contratos de Concessão resultantes dos processos de leilão.
- Os reforços limitam-se às novas instalações de pequeno porte, substituição ou adequação em instalações existentes, com objetivo de aumentar a capacidade de transmissão ou a confiabilidade do SIN, sendo objeto de autorização específica à concessionária de transmissão proprietária das instalações. Cabe à ANEEL autorizar a implantação de reforços em instalações de transmissão existentes, por meio de Resoluções Autorizativas.

3 OS CONTRATOS DE TRANSMISSÃO

O setor de transmissão de energia elétrica possui uma grande diversidade de empresas atuantes e Contratos de Concessão vigentes, ocasionada, em especial, pelas recentes alterações na legislação do setor, em especial após publicação da Lei nº 8.987/1995.

Inicialmente, em 2001, foram celebrados os primeiros contratos de transmissão das denominadas **concessionárias existentes**, ou seja, concessões não decorrentes de licitação, detentoras de ativos de transmissão à época da desverticalização do serviço e que deram início ao segmento de transmissão. A expansão das linhas de transmissão e subestações existentes, bem como substituições ou adequações do sistema, agrega um novo conjunto de instalações de transmissão aos mencionados Contratos e são denominados reforços.

Já as novas concessões de transmissão (após 2000) são obtidas, necessariamente, por meio de processo licitatório, mediante leilões, cuja outorga destina-se à empresa que ofertar a menor receita para prestação do serviço de transmissão, resultando nas **concessionárias licitadas**.

O presente capítulo tem por objetivo apresentar os Contratos de Concessão vigentes, suas principais características e as diferenças entre estes, em especial no que se refere à **revisão tarifária periódica** da receita associada ao serviço de transmissão:

3.1 PRIMEIRAS CONCESSÕES (CONCESSÕES EXISTENTES)

A transmissão de energia elétrica no Brasil sempre esteve diretamente ligada à geração de energia elétrica, devido, essencialmente, às grandes geradoras que também eram as proprietárias de quase totalidade das redes e subestações para interligação de sua geração às cargas.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro, definida pela Lei nº 9.648/1998, culminou no processo de segregação das atividades de geração e transmissão de energia elétrica, conforme disposto no art. 9º: *“Para todos os efeitos legais, a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados, deve ser contratada separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição”*. Tornou-se necessária, portanto, a substituição dos contratos vigentes, denominados contratos de suprimento de energia elétrica

e que englobavam as duas atividades, por dois novos tipos distintos: contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica e contratos de uso do sistema de transmissão. Assim, as tarifas de suprimento vigentes à época, que representavam os custos associados à geração e transmissão, deveriam ser desmembradas em duas novas tarifas, que, conforme disposto na Lei, seriam calculadas pela ANEEL¹.

Para atendimento da nova determinação legal e considerando os critérios impostos pela Lei nº 9.074/1995, que dispunha, entre outros, acerca da classificação das instalações de transmissão quanto à forma de acesso e o pagamento pelo seu uso, mostrou-se necessário regulamentar: (i) os critérios para definição da Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão; (ii) as condições gerais para prestação do serviço de transmissão e, finalmente; (iii) as tarifas de uso da Rede Básica e os encargos de conexão das DIT's, de forma a garantir a arrecadação das receitas permitidas das concessionárias após a segregação das atividades de geração e transmissão de energia elétrica.

Inicialmente, de modo a atender aos objetivos mencionados, a ANEEL publicou a Resolução nº 245, de 31 de julho de 1998, que adequou o conceito da Rede Básica ou DIT's ao dispositivo legal que tratava sobre o processo de reestruturação do setor elétrico nacional. Foi decidido, portanto, pela seguinte composição da Rede Básica: as linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV e todas as subestações com equipamentos nesse nível tensão. Desta forma, foram excluídas da Rede Básica as instalações com tensão inferior a 230 kV, as instalações destinadas exclusivamente à central geradora ou a um único consumidor, as interligações internacionais ou as instalações para conexão de concessionária de distribuição, as quais foram denominadas Demais Instalações de Transmissão (DIT's).

Em seguida, a Resolução nº 066, de 16 de abril de 1999, relacionou as instalações de transmissão em operação comercial à época, bem como seus respectivos usuários, classificando-as conforme critérios definidos na Resolução nº 245/1998. A mencionada Resolução trouxe caráter inovador ao segmento de transmissão, pois este sempre foi tratado em conjunto com a atividade de geração.

No entanto, após uma reavaliação da classificação das instalações em operação comercial foi publicada a Resolução nº 166, de 31 de maio de 2000, com atualização da

¹ Parágrafo único, do artigo 9º, da Lei 9.648/1998.

composição da Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão do Sistema Interligado Nacional. Este é um fato notório e que deve ser mencionado, pois a nova Resolução serviu como base para composição dos primeiros Contratos de Concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica. As empresas não licitadas resultantes da segregação das atividades ficaram conhecidas por **concessionárias existentes** e serão assim denominadas daqui em diante.

Após definição da metodologia para classificação das instalações, restava a separação das receitas atribuídas a cada uma das atividades, de modo a atender ao dispositivo legal. O entendimento à época era que a desverticalização do serviço de energia elétrica, a princípio contábil, deveria ser realizada sem ônus ao consumidor final. Portanto, decidiu-se que a receita inicial da transmissão seria calculada pela diferença entre a tarifa vigente à época (tarifas de suprimento) e as novas tarifas calculadas para geração (tarifas dos contratos iniciais), ou seja, sem que houvesse avaliação dos ativos para o cálculo da Receita Anual Permitida (RAP) que seria arrecadada para remuneração das concessões de transmissão.

Considerando que o resultado encontrado apresentava níveis de remuneração inferiores a referenciais adequados, e após inúmeras discussões entre os agentes interessados, foi estabelecido que a receita inicial do Contrato de Concessão, denominada **RBSE**² ou **RPC**³, permaneceria **blindada**, ou seja, sofreria apenas os efeitos do reajuste tarifário anual durante o todo o período contratual.

Para tanto, foi incluída no Contrato de Concessão a Nona Subcláusula da Cláusula Sexta, que dispõe acerca da receita inicial do Serviço de Transmissão: “(...) *não serão objeto de revisão as parcelas RBSE_i E RPC_i, definidas na Quarta Subcláusula desta Cláusula, referente às instalações relacionadas na Resolução nº 166, de 2000, estabelecida na Resolução nº 167, de 2000*”. Entendia-se que, ao permanecer com a **receita inicial blindada**, esta seria suficiente para manutenção do serviço público de transmissão de energia elétrica, ao tempo que as concessionárias apropriar-se-iam dos ganhos de produtividade ocorridos ao longo do período contratual, sem que houvesse qualquer compartilhamento destes ganhos aos

² RBSE: parcela de receita inicial destinada às instalações da Rede Básica em operação comercial à época da reestruturação do setor elétrico.

³RPC: parcela de receita inicial destinada às demais instalações de transmissão em operação comercial à época da reestruturação do setor elétrico.

usuários do serviço, possibilitando, desta forma, que fosse alcançado o equilíbrio econômico-financeiro das concessões durante a concessão.

Observe-se que não há aqui a aplicação de um dos princípios básicos do regime de regulação por incentivos: a revisão tarifária periódica. Neste regime, a receita (ou tarifa) seria reposicionada a cada revisão, de modo a garantir a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão. No entanto, ao se estabelecer esta cláusula de blindagem, as concessionárias (e o Poder Concedente) assumiram que a receita inicial já permitia tal equilíbrio por todo o período da concessão, desde que reajustada apenas monetariamente até 2015. Assim, a expectativa era de que os ganhos de produtividade advindos ao longo dos anos compensariam a situação de partida aparentemente desfavorável à concessão. Desta forma, a assinatura dos Contratos de Concessão e a homologação da cláusula de blindagem resultaram em vedação para realização de revisão tarifária nas receitas iniciais atribuídas ao sistema de transmissão existente.

Ainda, resta esclarecer que o Contrato de Concessão estabeleceu que a expansão do sistema existente (cujas instalações foram relacionadas na Resolução nº 166/2000) deveria ser realizada apenas após a indicação do planejamento setorial e a autorização da ANEEL, resultando em parcelas adicionais de RAP (**RBNI**⁴/**RCDM**⁵) que se somam anualmente às receitas blindadas. No entanto, para as novas instalações de transmissão autorizadas que entraram em operação comercial após a assinatura dos Contratos de Concessão, denominados reforços, o Contrato de Concessão prevê, na Subcláusula Oitava, a revisão tarifária periódica a cada 4 anos, além do seu reajuste tarifário anual, pela aplicação de índice inflacionário (IGP-M). Assim, a cláusula de blindagem discutida nos parágrafos anteriores não alcança as receitas autorizadas para execução de reforços.

Ou seja, de modo geral, para os Contratos de Concessão assinados quando da desverticalização do serviço de energia elétrica, **a revisão tarifária periódica aplica-se apenas sobre a parcela de receita associada aos reforços autorizados por Resolução da ANEEL**, enquanto as demais parcelas de receita (associadas aos sistemas existentes à época de sua assinatura) permanecem blindadas até prazo final da concessão (1º de julho de 2015).

⁴RBNI: parcela de receita autorizada para remuneração de reforços na Rede Básica.

⁵RCDM: parcela de receita autorizada para remuneração de reforços nas demais instalações de transmissão.

Dos onze Contratos de Concessão assinados sob a égide da reestruturação do setor, oito seguem as regras acima mencionadas. Esta regra não se aplica a apenas três empresas, que não firmaram o Contrato de Concessão à época das demais, mesmo que sua criação tenha sido motivada pela necessidade de desverticalização do serviço de energia elétrica. Ocorre que, muito embora as concessionárias em questão fossem proprietárias de ativos de geração, transmissão e distribuição, e, além disso, sua desverticalização também tenha ocorrido em atendimento à legislação superveniente, a efetiva assinatura dos Contratos de Concessão não foi realizada concomitantemente às demais e somente ocorreram, de fato, alguns anos após os primeiros contratos. Assim, para estas concessionárias não foi mantida a mencionada cláusula contratual que “blinda” as parcelas de receita RBSE/RPC e, por este motivo, a revisão tarifária é realizada sobre toda base de ativos.

Este caso aplica-se à Cemig Transmissão, cujas atividades de geração e transmissão de energia elétrica, e seus respectivos Contratos, foram segregados em data anterior: 1997. Ainda, as concessionárias Evrecy Participações LTDA e Afluente Geração e Transmissão de Energia Elétrica S/A, empresas resultantes do processo de desverticalização das distribuidoras Escelsa e Coelba, respectivamente, assinaram seus Contratos de Concessão em data posterior às demais (somente em 2008, para Evrecy, e em 2010, para Afluente).

De forma distinta às demais, as três empresas citadas são submetidas ao processo de revisão tarifária sobre toda sua receita. As empresas restantes possuem revisão tarifária apenas sobre as receitas autorizadas, conforme apresentado na Figura 3.1 a seguir:

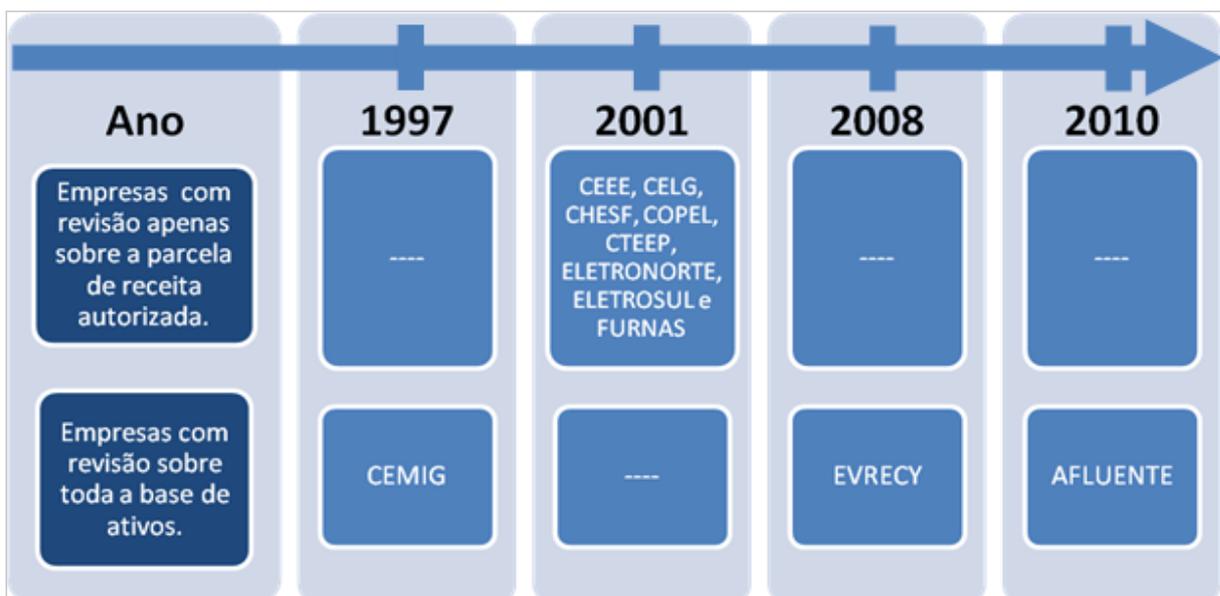


Figura 3.1: Revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão existentes

3.2 NOVAS CONCESSÕES LICITADAS

As novas concessões de transmissão são indicadas pelo planejamento setorial e sua outorga está condicionada à realização de processo licitatório, conduzido pela ANEEL por meio de leilões públicos. Nesses casos, a Agência estabelece o preço máximo da Receita Anual Permitida (RAP) associada às novas ampliações. A RAP é calculada com base em referenciais regulatórios e que visam definir a remuneração adequada sobre investimentos prudentes e custos operacionais eficientes, além de incluir encargos setoriais e tributos. Assim, a partir do limite superior definido pela ANEEL (receita-teto), os interessados nas concessões de transmissão oferecem valores de receita para cada lote de instalações disponíveis, sendo declarado como vencedor o agente que oferecer o menor montante pela concessão.

O processo de leilão de transmissão é realizado pela ANEEL desde 2000. É realizado em duas fases, sendo que a primeira caracteriza-se por uma sessão pública de leilão, na qual participam todos interessados que atendam aos requisitos de inscrição. Após a divulgação das propostas, passa-se à segunda fase, denominada habilitação, na qual são avaliadas regularidade fiscal, técnica e econômica do agente vencedor do certame. Somente após a realização das duas fases é homologado o Contrato de Concessão, que garante o direito à exploração do serviço por 30 anos, desde que atendidas todas as obrigações exigidas da concessionária. Atualmente, existem cerca de 70 concessões em operação comercial, cujo ato de outorga resultou de processo de licitação pública. São empresas ou consórcios constituídos para um único fim: gerir a construção, operação e manutenção do serviço de transmissão.

A receita ofertada é reajustada anualmente por índices de atualização, IGP-M ou IPCA, a depender do Contrato. Além disso, em relação à revisão tarifária periódica nas concessões licitadas, é indispensável conhecer os termos dos editais de licitação que precederam a homologação do Contrato. Isso, pois ao longo dos anos as regras sofreram importantes alterações, o que resultou em diferentes cláusulas acerca do tema. Desta forma, o objetivo desta seção é detalhar sua evolução nas concessões de transmissão licitadas.

Para as empresas cuja concessão foi obtida no **período entre 2000 e 2006**, os contratos de concessão **não estabeleciam revisão tarifária periódica sob a receita licitada**

(RBL/RPEC⁶), sob o argumento de que já existia um processo competitivo de partida entre diversas empresas participantes. Assim, no momento em que se declarou como vencedora da licitação a menor oferta de RAP, já seriam capturados os ganhos de eficiência empresarial em benefício da modicidade tarifária. Nestes casos, a previsão de revisão tarifária limitava-se às receitas advindas de outras atividades empresariais e dos reforços eventualmente autorizados por Resolução da ANEEL, tal como nas concessões existentes (apenas sobre RBNI/RCDM).

No entanto, após inúmeras discussões públicas acerca do processo licitatório (e sua efetiva contribuição para a modicidade tarifária) e, em atendimento à decisão do Tribunal de Contas da União (TCU) proferida no Despacho nº 301/2001, a ANEEL fez constar da redação dos novos Editais de licitação, ocorridos **após 2007**, uma previsão de **revisão tarifária periódica sobre a receita ofertada nos leilões**. Esta cláusula foi incluída apenas nos novos Contratos de Concessão do serviço de transmissão celebrados a partir desta data.

Em resumo, na revisão tarifária da receita nas concessões licitadas preserva-se o investimento inicial estimado pelo concessionário, pois este está diretamente relacionado à receita ofertada no leilão e compõe as condições iniciais previstas pela empresa quando da participação no certame. Outros parâmetros também são mantidos constantes, tais como o custo de capital próprio e a estrutura de capital, ambos regulatórios e de conhecimento das empresas no momento do processo licitatório. Por isso, na revisão tarifária nas concessionárias licitadas após 2007, a única questão discutida nesta revisão diz respeito aos ganhos (ou, eventualmente, perdas) resultantes dos processos de financiamentos por meio de instituição pública para execução das obras, recorrentes nos leilões de transmissão de energia elétrica no Brasil. Assim, a revisão tarifária é conduzida a partir da reavaliação periódica dos parâmetros de custo de capital de terceiros, que compõe a taxa de remuneração regulatória, aplicando como base de cálculo os parâmetros utilizados na definição da taxa de juros para os programas de financiamento de linhas de transmissão no país. O resultado deste método é compartilhado com os usuários finais.

Cabe ressaltar que se tal regra somente aplica-se às receitas objeto de licitação após 2007, não tendo qualquer efeito sobre aquelas anteriores a esta data. Adicionalmente, não se aplica aos reforços eventualmente autorizados às licitadas, já que, para estes a

⁶ RBL ou RPEC: receita obtida mediante leilão para instalações na Rede Básica ou nas demais instalações de transmissão, respectivamente.

metodologia é a mesma aplicada às concessões existentes, pois a natureza da instalação autorizada é a mesma, independente de quem a executa.

Ocorre que, não obstante à alteração proposta pela ANEEL para as receitas obtidas para as novas concessões após 2007, o TCU apresentou nova determinação acerca da revisão tarifária nas concessionárias licitadas, por meio do Acórdão nº 649/2005, no qual concluiu pela necessidade de inclusão de *“mecanismos adequados de apropriação de ganhos de eficiência empresarial, conforme dispõe o art. 14, inciso IV, da Lei 9.427/96”*. Adicionalmente, determinou à ANEEL que realizasse *“(…) a adequação dos contratos de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica já assinados para incluir mecanismos destinados à redução das tarifas em razão de apropriação de ganhos de eficiência empresarial e/ou redução de custos”*. Ou seja, era desejo do TCU que as regras retroagissem aos Contratos homologados anteriormente a esta nova decisão de se capturar ganhos de eficiência empresarial.

No entanto, a ANEEL apresentou recurso argumentando que, para os Contratos já assinados, não poderia existir alteração unilateral das cláusulas econômicas, sob o risco de impactar nas condições iniciais do Contrato que garantem o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, direito resguardado pela Lei aos concessionários de serviço público de energia elétrica. Adicionalmente, no entendimento do regulador, parte dos ganhos de eficiência já seria repassada para o consumidor no momento da licitação, mediante os deságios, considerando o processo de concorrência na entrada do modelo. E, finalmente, qualquer cláusula nesse sentido somente poderia ser incluída nos novos Contratos de Concessão assinados após a nova decisão do TCU, pois, para estes a previsão de revisão tarifária poderia já constar dos próprios Editais de licitação, permitindo o amplo conhecimento dos agentes interessados.

Após análise do recurso interposto pela ANEEL, a decisão do TCU, proferida no Acórdão nº 453/2007, foi no sentido de dar eficácia a uma cláusula já vigente dos Contratos assinados. O entendimento do Tribunal era (e ainda é) de que a modicidade tarifária, por meio da captura dos ganhos de eficiência empresarial, poderia ser alcançada em qualquer dos mecanismos tarifários previstos no Contrato, incluindo o reajuste anual, não sendo necessário incluir nova redação de revisão tarifária aos Contratos já assinados. Isso, pois a Primeira Subcláusula da Cláusula Terceira de todos os Contratos de Concessão possui o seguinte dispositivo:

Primeira Subcláusula - A TRANSMISSORA, na prestação do serviço, compromete-se a empregar materiais, equipamentos de qualidade e a manter instalações e métodos operativos adequados que garantam bons níveis de regularidade, eficiência, segurança, atualidade, cortesia, modicidade das tarifas, integração social e preservação do meio ambiente, que para maior clareza ficam conceituados a seguir: (...)

VI - modicidade das tarifas: caracterizada pelo esforço permanente da TRANSMISSORA em reduzir os custos, criando condições para a redução das tarifas quando dos reajustes e revisões. (meus grifos)

Assim, no entendimento do Tribunal, se não há cláusula expressa sobre revisão tarifária para apropriação dos ganhos de eficiência empresarial, que resultarão posteriormente em redução das tarifas, esta pode ser feita no mecanismo de reajuste tarifário anual, pois assim prevê o Contrato quando define o conceito de modicidade tarifária.

Após a mencionada decisão, a ANEEL atendeu à determinação do TCU **apenas para as novas concessões** (a partir de 2008), e incluiu **cláusula específica de revisão tarifária**, na qual estabelece que “*o parâmetro regulatório relacionado à Operação e Manutenção (...) poderá ser revisado para determinação do GANHO DE EFICIÊNCIA EMPRESARIAL*”. No entanto, conforme será visto adiante, não há ainda decisão da ANEEL acerca dos Contratos já assinados, já que, para estes não há previsão revisão tarifária neste sentido.

Ocorre que, a decisão de se alterar unilateralmente o Contrato de Concessão, conforme determina o TCU, não se apresenta como melhor solução ao problema aqui discutido. Trata-se de alterar regras previamente estabelecidas e que, certamente, foram consideradas pela concessionária em sua decisão sobre o deságio ofertado no Leilão de Transmissão (que posteriormente resultou na concessão de transmissão). Ou seja, se não havia à época do certame qualquer previsão de compartilhamento destes ganhos, estes não podem ser incluídos posteriormente à revelia da concessionária, já que os Contratos já foram assinados e precisam ser respeitados.

É função da ANEEL, conforme já mencionado, garantir o cumprimento das regras estabelecidas em regulamentos, Leis e Contratos, garantindo, desta forma, uma busca constante pela segurança jurídica do processo tarifário. Assim, se não há previsão contratual para revisão tarifária periódica, a ANEEL não pode realizá-la unilateralmente ou incluí-la em outros mecanismos de atualização de tarifas sem que estejam expressamente definidos. Isso, pois as cláusulas que dispõem sobre o reajuste tarifário não possibilitam que sejam capturados

eventuais ganhos de produtividade durante a concessão, já que se trata apenas de atualização monetária, pelo IGP-M ou IPCA, das receitas ofertadas em leilão. Estes dispositivos trazem, inclusive, o detalhamento da fórmula de atualização anual da receita e, por esse motivo, qualquer aplicação diferente daquela prevista pode ser entendida como descumprimento das regras contratuais. De toda sorte, tal tema ainda não foi objeto de deliberação da Agência.

Além desta discussão, cabe esclarecer que, independente da data de assinatura dos Contratos de Concessão das licitadas, tal como ocorre nas concessionárias existentes (discutidas na última seção), a expansão de seus sistemas de transmissão, por meio da autorização de reforços, também é prevista nos Contratos de Concessão. Conseqüentemente, para os seus reforços são aplicados os mesmos critérios e metodologias vigentes para realização de revisão tarifária nas receitas resultantes de instalações autorizadas. Importante lembrar que são regras distintas daquelas discutidas nesta seção, que trata apenas sobre a receita ofertada em leilão.

Em resumo, para as empresas licitadas podem existir três tipos distintos de revisão tarifária periódica, em função da data de assinatura do Contrato de Concessão ou do ato de outorga que estabeleceu a receita da concessionária, que pode ser concedida por meio de leilão (licitação) ou autorizada por Resolução da ANEEL (reforço). Assim, de forma a detalhar a aplicação da revisão tarifária periódica nos Contratos de Concessão licitados e ilustrar a evolução da metodologia ao longo dos anos, apresenta-se, na Figura 3.2, resumo das cláusulas contratuais que tratam do tema proposto:



Figura 3.2: Revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão licitadas

Finalmente, embora existam mais de uma metodologia de revisão tarifária periódica aplicada às concessionárias de transmissão licitadas, conforme visto na Figura acima, estas não serão analisadas no decorrer do texto, pois este se concentra em avaliar a **metodologia de revisão sobre a receita associada a reforços autorizados**, que é a mesma aplicável às concessionárias existentes.

Isso ocorre, pois, apesar da grande importância das demais metodologias citadas, não existe atualmente qualquer histórico para uma avaliação do seu impacto sobre as receitas anuais permitidas das concessionárias de transmissão licitadas. Inclusive, como já dito, parte destas sequer foi concluída pela ANEEL e não há previsão para tal.

Portanto, este Capítulo teve por objetivo apresentar as diversas situações aplicáveis à revisão tarifária nas concessões licitadas vigentes, suas principais causas e os próximos passos que deverão ser analisados pela ANEEL, TCU e demais interessados. Já os capítulos posteriores detalharão a revisão tarifária nos reforços, que foi, de fato, implementada pela ANEEL nos últimos anos, sejam estes autorizados às concessionárias licitadas ou existentes.

4 A RECEITA DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO

4.1 ANÁLISE TEÓRICA

Define-se por regulação econômica o conjunto de restrições impostas sobre as decisões das firmas em relação a preços, quantidade, e, em alguns casos, em relação à qualidade do serviço prestado, com objetivo precípuo de corrigir ineficiências causadas por falhas de mercado, por exemplo: (i) **monopólio natural**, no qual inexistente competição entre agentes ou a livre escolha dos usuários do serviço; (ii) **informação assimétrica**, quando a empresa regulada possui um maior número de informações - e de melhor qualidade - sobre o processo produtivo, o que pode influenciar nos resultados esperados dos modelos aplicados, dentre diversos outros.

Em geral, os setores que envolvem monopólio natural são caracterizados como serviços essenciais à sociedade, por exemplo, distribuição e transmissão de energia elétrica, abastecimento de água, etc. Trata-se de mercados cuja implantação exige elevados investimentos iniciais, como a construção de linhas de transmissão e subestações, e nos quais se observa a predominância de economias de escala (os custos marginais de produção são decrescentes). Assim, a existência de uma única firma neste tipo de mercado resulta em custos totais inferiores àqueles obtidos quando da atuação simultânea de duas ou mais empresas distintas.

Adicionalmente, são ambientes com destacada assimetria de informações, pois as empresas detêm conhecimentos muito mais detalhados sobre o mercado (e suas decisões gerenciais) que o órgão regulador ou Poder Concedente e, por este motivo, podem ter incentivos a agir de forma estratégica durante o processo regulatório, maximizando seus ganhos em prejuízos aos usuários. Assim, um dos principais objetivos do regulador é garantir que os lucros excessivos associados à situação de monopólio não sejam totalmente apropriados pelas empresas reguladas durante o período de exploração do serviço.

Em geral, a atuação da regulação econômica tem por objetivo aplicar aos preços cobrados pela empresa monopolista os resultados que seriam obtidos diante de mercados competitivos. Isso, pois em competição perfeita, as empresas eficientes teriam maior crescimento de mercado (e conseqüentemente, ganhos) à medida que repassassem seus ganhos de produtividade aos preços finais, contribuindo para formação de preços mais baixos e aumento do poder de mercado. Portanto, na prática, busca-se alcançar os resultados obtidos

diante de uma situação de competição, a partir de modelos que compartilham os benefícios econômicos gerados pelo monopólio do serviço.

Inicialmente, a regulação econômica poderia ser dividida em:

- **Regulação pelo custo do serviço**, na qual o preço (tarifa) equivale ao custo médio realizado. Assim, a receita da empresa é igual ao seu custo efetivo. Apesar de já ter sido amplamente utilizado no passado, inclusive no Brasil, o modelo de custo do serviço é alvo de severas críticas sobre sua operacionalização e, principalmente, sobre os resultados obtidos. Isso ocorre, pois este incorre em alto custo de monitoramento e requer, entre outros, grande detalhamento das regras que orientam os registros contábeis, tarefa de difícil fiscalização para o órgão regulador.

O resultado, em geral, apresenta estímulos à ineficiência, pois o modelo garante à empresa a cobertura de seus gastos, bem como uma taxa de retorno garantida, que é pré-estabelecida pelo regulador, independente dos resultados verificados. Na prática, as empresas têm incentivos a transferir os custos de mercados que são livres de controle externo para os mercados regulados, resultando em maiores tarifas ao consumidor final, já que se torna muito difícil segregare (e fiscalizar!) os custos contábeis em categorias que sejam passíveis ou não de reconhecimento pelo regulador, prejudicando, desta forma, o objetivo do processo tarifário.

- **Regulação por incentivos**, na qual são estabelecidas regras que incentivem a busca permanente pela eficiência produtiva, já que se garante à empresa regulada a apropriação dos ganhos obtidos durante o ciclo regulatório, e destina-se, ao final, parte destes aos usuários do serviço, com o objetivo de alinhar os interesses de ambas as partes do processo. Este modelo é menos dependente das informações exclusivas da empresa e sua aplicação é bem aceita nos mercados em que não é possível estabelecer competição e onde se verifica acentuada assimetria de informações, como são os casos de distribuição e transmissão de energia elétrica.

Apesar de existirem mecanismos regulatórios que possibilitem melhores informações (e mais detalhadas) acerca do processo produtivo, sabe-se que nem mesmo uma vasta fonte de dados, enviadas pela empresa e certificadas pelo regulador, pode eliminar os

problemas de assimetria ou o incentivo à ineficiência quando da aplicação do regime pelo custo do serviço. Pelos motivos expostos quanto às desvantagens deste modelo e pela importância em gerar estímulos à eficiência, optou-se, no Brasil, pela adoção do regime de regulação por incentivos. A evolução da prática regulatória representou, portanto, esforços para minimizar os efeitos danosos da informação assimétrica no preço e na qualidade do serviço prestado pelo monopolista, considerando, ainda, que é impossível eliminá-los por completo pela própria natureza do serviço.

Desta forma, o regime de regulação por incentivos caracteriza-se pela definição de preço teto (*price-cap*) ou, no caso da transmissão de energia elétrica no Brasil, receita teto, ambos calculados a partir de parâmetros regulatórios, o que possibilita uma avaliação das condições reais de atuação da empresa e sua coerência com os preços (tarifas) cobrados. No modelo, o regulador incentiva a redução de custos, por meio da avaliação do desempenho da empresa em relação a referenciais de eficiência, que podem ser calculados, por exemplo, a partir da média das empresas existentes. Assim, as concessionárias possuem estímulos constantes de aumentar seus retornos pelo crescimento de sua produtividade, o que, posteriormente, irá refletir em modicidade tarifária, beneficiando o setor em geral.

A aplicação deste mecanismo consiste, portanto, na comparação entre empresas reguladas que operam no mesmo setor, respeitadas as características dos ambientes em que cada uma atua, pois este fator pode contribuir para aumentar ou reduzir seus custos. Assim, os preços da empresa regulada não são definidos somente pela análise individual dos resultados apresentados por cada uma delas no momento de definição de preços, mas de acordo com o seu desempenho em relação às demais, observando, inclusive, sua própria atuação em histórico recente.

Ainda, considerando que os preços (ou, em muitas vezes, a qualidade do serviço) são fixados previamente pelo regulador, estes não estarão sujeitos à alteração durante um ciclo tarifário em virtude de decisões gerenciais do agente regulado. No caso da transmissão de energia elétrica, são estabelecidas as receitas iniciais (de partida), homologadas por meio de Resoluções autorizativas, as quais serão periodicamente atualizadas pelo processo de revisão tarifária e mantidas constantes durante o ciclo tarifário apenas pela adoção de um índice inflacionário, que visa atualização monetária neste período (reajuste tarifário).

Se a empresa regulada alcançar menores custos que a referência média estabelecida pelo regulador no momento da revisão tarifária, esta poderá apropriar-se das diferenças no período entre os ciclos, que podem variar entre 4 ou 5 anos. Entretanto, se seus custos resultarem superiores àqueles utilizados como referência, estes serão atribuídos somente à concessionária e não serão repassados aos preços dos usuários finais, pois estes considerarão, necessariamente, os ganhos de eficiência possíveis no setor.

O regulador deve primar sempre que o método aplicado na definição dos preços de monopólio não implique em ingerências no serviço prestado. Os Contratos de Concessão estabelecem como prerrogativa das transmissoras, entre outras, “*a liberdade na condução de seus negócios, no gerenciamento dos recursos humanos e na escolha e utilização de tecnologia adequada ao serviço concedido*”. Assim, cabe apenas a concessionária a gestão do seu negócio, incorrendo em ganhos pela utilização de práticas eficientes, continuamente incentivadas pelo regulador, ou perdas, caso esta seja ineficiente.

Ainda, cabe ressaltar que o equilíbrio econômico-financeiro previsto no Contrato de Concessão, e objeto da revisão tarifária, visa apenas assegurar a manutenção da relação inicial estabelecida entre custos e receitas, ou seja, não se trata de assegurar situações lucrativas, em que não haja prejuízo aos agentes. Desta forma, não é atribuição do regulador o reconhecimento de custos superiores aos referenciais regulatórios sob o argumento de que a aplicação da metodologia proposta pode ser prejudicial aos resultados obtidos pela empresa. Ao regulador interessa apenas o serviço público prestado, que este seja realizado de forma adequada e em atendimento ao interesse público, e, por este motivo, deve evitar fortemente influências externas para reconhecimento de custos eventualmente julgados ineficientes e que resultem apenas da gestão empresarial das concessionárias.

No momento da revisão tarifária prevista nos Contratos de Concessão o preço da atividade é atualizado, por meio da aplicação dos parâmetros de eficiências obtidos pelo setor em que atua a empresa. Obviamente, na definição dos novos referenciais a cada revisão tarifária, o regulador deve realimentar os modelos utilizados, de modo a considerar os resultados e performances obtidas pelas empresas em períodos tarifários anteriores, intensificando, assim, a busca por melhores práticas. Estima-se, portanto, que o resultado do incentivo permanente para redução de custos nas empresas será posteriormente refletido para o setor monopolista como todo, resultando em benefícios constantes para a sociedade em geral, sejam consumidores ou concessionárias.

4.2 FORMAÇÃO DA RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP)

A **Receita Anual Permitida** é calculada para **instalações autorizadas**, com objetivo de promover a eficiência produtiva e incentivar a realização de investimentos prudentes. Desta forma, garante-se ao concessionário uma remuneração adequada e a cobertura de custos eficientes de operação e manutenção, alinhados aos interesses dos usuários por preços módicos, porém coerentes com o serviço prestado. A RAP é composta pela soma das seguintes componentes:

$$\text{RAP} = \text{retorno sobre o capital} + \text{retorno do capital} + \text{custos operacionais} + \text{encargos} + \text{tributos} \quad (4.1)$$

O **retorno sobre o capital** é a remuneração atribuída à concessionária sobre os investimentos prudentes, que são avaliados a preços atuais a partir de referenciais regulatórios (Custos de Referência). A taxa de retorno (custo de capital) é calculada com fins de incentivar a atratividade do negócio e depende do risco associado ao serviço de transmissão de energia elétrica em relação à expectativa de retorno em outros tipos de mercados semelhantes. É segregada entre custos de capital próprio e de dívida e deve refletir os diferentes riscos destes dois instrumentos financeiros e a participação de cada um deles sobre uma estrutura de capital definida pelo regulador.

O **retorno do capital** representa um fluxo constante, ao longo de sua vida útil, para recomposição do investimento realizado nas instalações de transmissão.

Os **custos operacionais** representam as despesas (pessoal, material e serviços) necessárias para administração, operação e manutenção adequada do serviço de transmissão.

Finalmente, os **encargos setoriais** são definidos em Leis e possuem destinação específica para atender às políticas governamentais para o setor elétrico.

4.3 AUTORIZAÇÃO DE REFORÇOS NO SIN

Nos últimos anos, a parcela de receita de reforços autorizados apresentou taxas de crescimento bem superiores ao crescimento da receita total da Rede Básica, conforme segue:

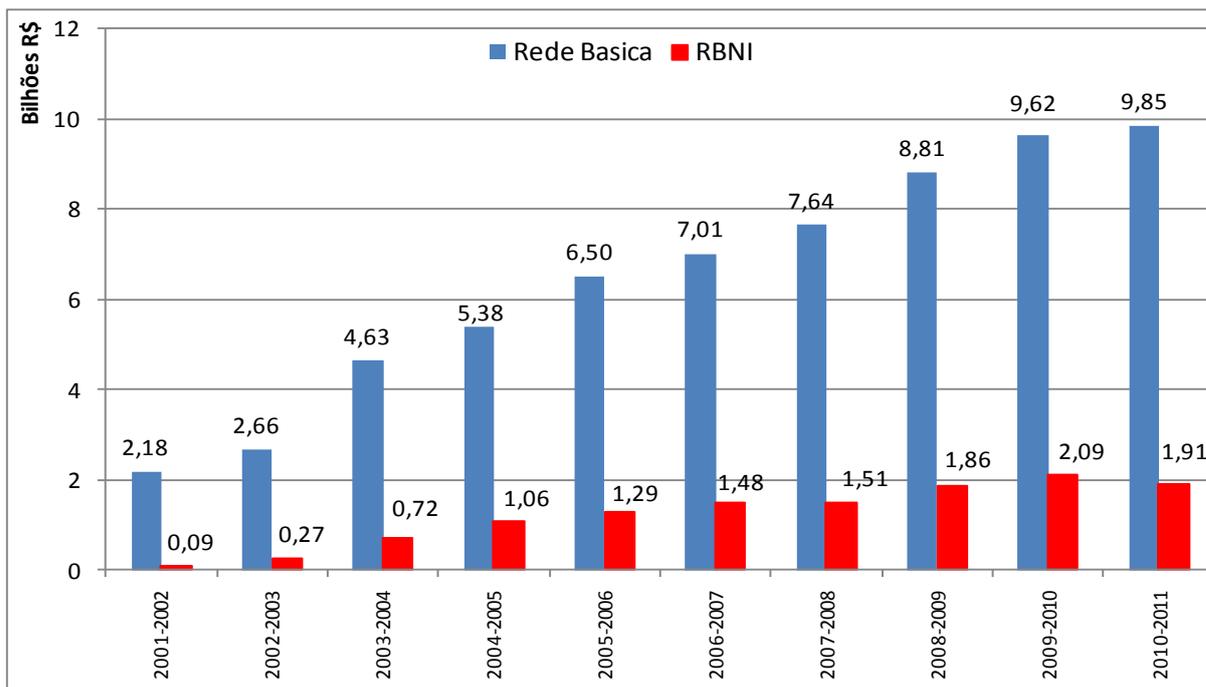


Figura 4.1: Evolução da RBNI frente ao crescimento da receita da Rede Básica⁷ (ANEEL)

Da Figura, observa-se que a RBNI, receita associada aos reforços autorizados da Rede Básica, representa atualmente 19% da receita total do setor de transmissão de energia elétrica. Em 2001, esse percentual era de, aproximadamente, 4%.

Estes reforços são caracterizados pela construção de novas instalações de transmissão (pequeno porte), substituição ou adequação em instalações existentes ou intervenções que resultem em alteração física da configuração da rede. Estão, fundamentalmente, associados a aumento da capacidade de transmissão ou confiabilidade do SIN. Além disso, a autorização de reforços nas instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional possui respaldo legal no Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, que estabeleceu:

Art. 6º Ressalvados os casos indicados na legislação específica, a atividade de transmissão de energia elétrica será exercida mediante concessão, precedida de licitação (...).

§ 1º Os reforços das instalações existentes serão de responsabilidade da concessionária, mediante autorização da ANEEL.

(...)

Art. 7º A ANEEL estabelecerá as condições gerais do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, compreendendo o uso e a conexão, e regulará as tarifas correspondentes, com vistas a:

⁷ Receitas associadas à Rede Básica (exclui DIT's) e já contempla os efeitos das revisões tarifárias.

I - assegurar tratamento não discriminatório a todos os usuários dos sistemas de transmissão e de distribuição (...);

II - assegurar a cobertura de custos compatíveis com custos-padrão;

III - estimular novos investimentos na expansão dos sistemas (...). (meus grifos)

Assim, considerando que o planejamento da expansão da transmissão é realizado pelo MME, por meio da emissão do **Programa de Outorgas da Transmissão**, cabe à ANEEL apenas avaliá-lo de modo a identificar entre as obras indicadas: (i) as novas instalações de transmissão, que serão objeto de leilão; e (ii) os reforços em instalações existentes, que serão autorizadas por Resolução específica.

Para os casos de reforços em instalações existentes é competência da ANEEL a definição dos preços correspondentes ao serviço de transmissão (receita), que deve ser feito com base em custos-padrão, conforme legislação superveniente. Assim, aplicam-se parâmetros regulatórios análogos a todas as concessionárias de transmissão, de forma a possibilitar tratamento isonômico aos usuários do sistema, ou seja, os parâmetros aplicados para cálculo da receita calculada independem do ponto de conexão ao sistema. Por fim, é necessário compatibilizar a data de necessidade das instalações (informadas pelo planejamento) com um cronograma factível para execução das obras (enviados pela concessionária autorizada).

O processo de autorização de reforços teve início quando da reestruturação do setor elétrico e sempre esteve entre as atribuições da ANEEL. O objetivo desta seção é apresentar o histórico das autorizações concedidas pela Agência, e que, inicialmente, pode ser dividido em dois períodos:

(i) **Entre 2000 e junho de 2007**: neste período existiam parâmetros específicos para definição da RAP. Nesses casos, as concessionárias eram autorizadas com base em documentos emitidos exclusivamente para este processo (notas técnicas e pareceres);

(ii) **Após julho de 2007**: período em que as autorizações sempre foram realizadas com base nos parâmetros resultantes da revisão que as antecede.

A atualização dos critérios e parâmetros aplicados às autorizações após 2007 pode ser atribuída à busca permanente das melhores práticas, refletindo-se em modicidade tarifária, o que atinge os objetivos do modelo de regulação por incentivos. Assim, os parâmetros

regulatórios que resultaram da metodologia de revisão tarifária são continuamente aplicados aos processos de autorização de reforços, pois apresentam níveis de eficiência que devem ser continuamente perseguidos pelas transmissoras.

Ainda, por uma questão de ordem, considerando que cada um dos ciclos de revisão tarifária será abordado mais detalhadamente em Capítulo posterior e, de forma a não tornar o texto muito repetitivo, optou-se por tratar nesta seção apenas os referenciais regulatórios adotados nos processos de autorização anteriores à primeira revisão tarifária periódica. Os demais serão discutidos nos próximos capítulos.

O detalhamento das autorizações realizadas no passado (**entre 2000 e 2007**) é importante, pois, este período concentrou uma parcela significativa dos reforços atualmente em operação comercial, e que, naturalmente, foi autorizada com base nos critérios iniciais. Portanto, a alteração destes referenciais regulatórios explica, em sua maioria, os resultados obtidos nos processos de revisão tarifária realizados nos anos de 2007 e 2010.

A seguir, são apresentadas as principais componentes no cálculo da RAP associada aos reforços autorizados pela ANEEL até meados de 2007:

4.3.1 Investimento

O cálculo do investimento regulatório é um dos parâmetros com participação mais relevante no cálculo da Receita Anual Permitida. O método utilizado considera valoração de uma instalação a partir do seu Valor Novo de Reposição (VNR), que corresponde ao preço de um bem novo que permita o atendimento às funções e qualidade exigidas ao serviço público.

Inicialmente, tendo em vista a dificuldade de se estabelecer um Custo de Referência que refletisse os investimentos necessários à implantação das novas obras de transmissão, foi necessário recorrer aos orçamentos enviados pelas empresas, sempre acompanhados de projetos básicos, pois estes auxiliavam na análise de viabilidade técnica e econômica dos reforços.

Após um período de análise exclusiva dos orçamentos, a ANEEL passou a comparar as informações enviadas pelas concessionárias aos valores de referência constantes do relatório: *“Referências de Custos de Linhas de Transmissão e Subestações de Alta Tensão e Extra-alta Tensão”*, da Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S/A. Claro que ainda não se tratava do referencial ideal para análise de investimentos, no entanto, à época não era

possível a construção de um Banco de Preços específico da ANEEL, o que só ocorreu a partir da primeira revisão tarifária.

A referência de preços para construção de instalações de transmissão, denominada custo-padrão, possui formato modular para linhas de transmissão e equipamentos de subestações, a qual apresenta detalhamento por unidade modular, conforme segue:

- Módulos de Manobra (unidades modulares de subestação): compostos de equipamentos, materiais e serviços necessários à implantação dos setores de manobra: entrada de linha (EL), conexão de equipamentos (CT) e interligação de barramentos (IB);
- Módulo Geral (unidades modulares de subestação): compostos por equipamentos, materiais e serviços necessários à infraestrutura de uma subestação: terreno, cercas, embritamento, arruamento, malha de terra, canaletas principais, edificações, serviço auxiliar, entre outros;
- Módulos de equipamento (unidades modulares de subestação): componentes principais de uma subestação e seus custos de montagem: transformadores, reatores, capacitores, etc.;
- Módulos de linhas de transmissão (unidades modulares de linhas de transmissão): compostos por equipamentos, materiais e serviços necessários a construção das linhas. Os custos são definidos por km de linha e podem ser alterados dado o tipo de corrente, nível de tensão, tipo de circuito, entre outros.

As Figuras a seguir apresentam exemplos do custo-padrão utilizado nos primeiros processos de autorização:

Tensão (kV)	T I P O				Cabo Condutor (CAA)			Cabo Pára-Raios			CCI	Custo	
	Estru-turas	Cir-cuito	Fun-da-ção	Nº Cabo/Fase	Área		Código	Bitola (mm)	Código	Nº		10 ³ US\$/km	10 ³ RS/km
					(AWG /MCM)	(mm ²)							
230	AA	CS	G	1	477.0	241,65	HAWK	9.15	AÇO 3/8	2	III	66,4	208,3
230	AA	CS	G	1	556.5	282,59	DOVE	9.15	AÇO 3/8	2	III	68,7	215,7
230	AA	CS	G	1	605.0	306,58	DUCK	9.15	AÇO 3/8	2	III	69,4	217,9
230	AA	CS	G	1	636.0	321,84	GROSBEAK	9.15	AÇO 3/8	2	III	71,2	223,4
230	AA	CS	G	1	715.5	361,93	STARLING	9.15	AÇO 3/8	2	III	73,6	230,9
230	AA	CS	G	1	795.0	402,56	DRAKE	9.15	AÇO 3/8	2	III	76,2	239,1
230	AA	CS	G	1	1113.0	565,49	BLUEJAY	9.15	AÇO 3/8	2	III	84,5	265,2
230	C-NU	CS	C	1	477.0	241,65	HAWK	9.15	AÇO 3/8	2	III	62,5	196,2
230	C-NU	CS	C	1	556.5	282,59	DOVE	9.15	AÇO 3/8	2	III	64,4	202,2
230	C-NU	CS	C	1	605.0	306,58	DUCK	9.15	AÇO 3/8	2	III	64,7	202,9
230	C-NU	CS	C	1	636.0	321,84	GROSBEAK	9.15	AÇO 3/8	2	III	66,4	208,5
230	C-NU	CS	C	1	795.0	402,56	DRAKE	9.15	AÇO 3/8	2	III	70,3	220,6

Figura 4.2: Modelo de Custo-padrão aplicado às linhas de transmissão (ref.: jun/2004)

Módulo de Manobra - Entrada de Linha (EL)

Item	Descrição	Unid.	230 kV - BD			
			Quant.	Valores em R\$		% Total
				Preço Unit.	TOTAL	
1	Disjuntor	und.	1	362.645,07	362.645	11,00
2	Chave seccionad.	und.	5	45.279,41	226.397	6,87
3	Trafo pot. capacit.	und.	3	71.709,48	215.128	6,52
4	Trafo de corrente	und.	3	61.670,15	185.010	5,61
5	Pára-raios	und.	3	20.488,42	61.465	1,86
6	Sistema Carrier	gl	1	268.463,72	268.464	8,14
7	Painéis prot. e cont.	gl	1	329.754,62	329.755	10,00
8	Estrut. e suportes	gl	1	144.443,38	144.443	4,38
9	Cabos de controle	gl	1	42.526,55	42.527	1,29
10	Isoladores	gl	1	19.006,28	19.006	0,58
11	Bar., cabos, tubos...	gl	1	7.449,41	7.449	0,23
12	Outros	gl	--	---	---	---
13	Obras civis	gl	1	372.964,77	372.965	11,31
14	Montagem Eletrom.	gl	1	240.277,65	240.278	7,29
15	Trans., frete, seguro	gl	1	100.708,84	100.709	3,05
16	Inspeção	gl	1	20.141,77	20.142	0,61
17	Custo direto (CD)	gl			2.596.383	78,74
18	Engenharia	gl	5% CD		129.819	3,94
19	Administração	gl	12% CD		311.566	9,45
20	Eventuais	gl	10% CD		259.638	7,87
21	Custo Indireto (CI)	gl			701.023	21,26
22	Custo total (CD+CI)				3.297.407	100,00

Figura 4.3: Modelo de Custo-padrão aplicado aos módulos de manobra (ref.: jun/2004)

Como pode ser visto nas Figuras acima, além do preço dos equipamentos principais, o custo-padrão considerava custos de componentes menores, montagem, além de custos indiretos.

4.3.2 Remuneração e Depreciação

Para o cálculo da taxa de retorno, sempre foi utilizada pela ANEEL a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda, dado pela equação a seguir:

$$r_{wacc} = \frac{P}{P+D} \times r_p + \frac{D}{P+D} \times r_d \times (1-T) \quad (4.2)$$

Onde:

r_{wacc} : custo médio ponderado de capital após impostos;

r_p : custo do capital próprio;

r_d : custo da dívida;

P : capital próprio;

D : capital de terceiros ou dívida;

T : alíquota do imposto de renda + contribuição social sobre lucro líquido.

A estrutura de capital (proporção entre capital próprio e capital de terceiros), os custos de capital próprio (r_p) e de terceiros (r_d), bem como as alíquotas de impostos são apresentados na Tabela 4.1a seguir:

Tabela 4.1: Parâmetros para remuneração associada à autorização dos reforços

Parâmetro regulatório	Valor
Estrutura de Capital Próprio (P)	40%
Estrutura de Capital de Terceiros (D)	60%
Custo de Capital Próprio (r_p)	10,99%
Custo de Capital de Terceiros (r_p)	10,12%
Alíquota de IRPJ (%)	25%
Alíquota de CSLL (%)	9%

Assim, o WACC real (depois de impostos) aplicado para o cálculo das receitas associadas aos reforços autorizados era igual a 8,40% e permaneceu vigente até a primeira revisão tarifária periódica.

Finalmente, as taxas de depreciação por unidade de cadastro eram definidas de acordo com a Resolução nº 044, de 17 de março de 1999. De modo a compatibilizar os investimentos regulatórios, associados a cada unidade modular, às taxas de depreciação, calculadas por unidade de cadastro, foi aplicado cálculo de uma taxa média de depreciação por unidade modular (TMDC), no qual as taxas de cada equipamento que compõe o módulo foram ponderadas pelo seu custo individual, resultando em um valor médio por unidade modular.

4.3.3 Custos Operacionais

Os custos operacionais eram definidos como percentual do investimento necessário à construção do reforço, podendo assumir os seguintes valores: 0,0%, nos casos de adequações em subestação ou linhas de transmissão; 0,5%, nos casos de substituição de equipamentos principais de subestações; e 1,0%, para instalação de novos equipamentos.

4.3.4 Cálculo da Receita Anual Permitida

Finalmente, a partir dos parâmetros mencionados nos itens anteriores, nos processos de autorização realizados pela ANEEL até 2007 a receita associada às instalações de transmissão autorizadas era definida a partir de um fluxo de caixa descontado, considerando as seguintes premissas:

- A Receita Anual Permitida era sempre devida por 30 anos a partir da entrada em operação comercial, ou seja, o pagamento da RAP era independente da vida útil dos ativos, o investimento era amortizado por um período fixo;
- Era adotado um perfil de pagamento em degrau, que consistia na redução da RAP à metade do valor inicial a partir do 16º ano de operação comercial;
- A amortização durante o período de concessão era definida em 15 anos para o capital de terceiros e 30 anos para o capital próprio;
- Finalmente, eram somados os encargos e tributos vigentes (PIS/COFINS, TFSEE, RGR, P&D).

De modo a exemplificar o cálculo da RAP associada aos reforços autorizados em perfil degrau, apresenta-se, na Figura 4.4, a seguir, o diagrama unifilar de um transformador trifásico, 230/69 kV, 100 MVA, e conexões associadas. Trata-se de instalação de transmissão freqüentemente autorizada, pois representa uma expansão em sistema já existente, com fins de garantir o atendimento ao crescimento da carga em condições normais e contingência.

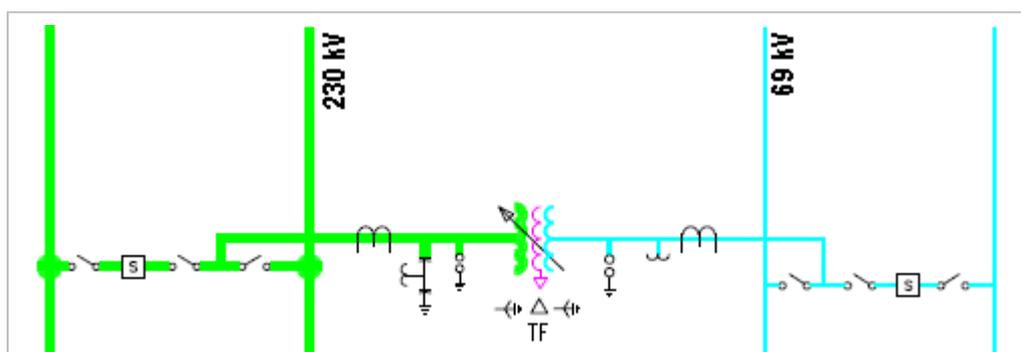


Figura 4.4: Transformador trifásico, 230/69 kV, de 100 MVA, e conexões associadas

Adicionalmente, são considerados os seguintes parâmetros de formação da RAP:

- Investimento regulatório total de R\$ 6,72 milhões, avaliado pelo custo-padrão Eletrobrás;
- Taxa média de depreciação ponderada de 2,74%;
- Custos de O&M de 1% do investimento regulatório (R\$ 67,20 mil anuais); e
- WACC (antes de impostos) de 8,40%.

Assim, conforme apresentado na Figura 4.5, a seguir, a Receita Anual Permitida (RAP) atribuída ao mencionado reforço seria de **R\$ 1,10 milhões** (ref: junho/2004). Ressalte-

se que a receita é calculada para o período de 30 anos contados a partir da operação comercial das instalações autorizadas, sendo reduzida à metade a partir do 16º ano.

Dados:										
Investimento Inicial:	6.719.988,00									
O&M (%)	1,0%	67.199,88								
RCP (remunera Próprio)		10,99%								
% Capital Próprio (P)	40%									
% limite dedução RCP		25%								
RCD (Terceiro ou Dívida)		10,12%								
% Capital Terceiros (D)	60%									
Depreciação (TMDC):	2,74%									
Amortização (1/30):	3,33%									
Encargos:		5,15%								
Cofins, PIS e Finsocial:		3,65%								
Taxa fiscalização:		0,50%								
P&D do setor elétrico:		1,00%								
		Ano	1	2	3	(4 ... 15)	16	17	18	(19 ... 30)
Cálculos:										
Receita Bruta de Transmissão:		1.102.192,54	1.102.192,54	1.102.192,54	1.102.192,54	551.096,27	551.096,27	551.096,27	551.096,27	551.096,27
Encargos		56.762,92	56.762,92	56.762,92	56.762,92	28.381,46	28.381,46	28.381,46	28.381,46	28.381,46
Receita Líquida: Receita Bruta - Encargos		1.045.429,63	1.045.429,63	1.045.429,63	1.045.429,63	522.714,81	522.714,81	522.714,81	522.714,81	522.714,81
Despesas Operacionais:		251.218,97	251.218,97	251.218,97	251.218,97	251.218,97	251.218,97	251.218,97	251.218,97	251.218,97
O&M anual		67.199,88	67.199,88	67.199,88	67.199,88	67.199,88	67.199,88	67.199,88	67.199,88	67.199,88
Depreciação		184.019,09	184.019,09	184.019,09	184.019,09	184.019,09	184.019,09	184.019,09	184.019,09	184.019,09
Amortização		223.999,60	223.999,60	223.999,60	223.999,60	223.999,60	223.999,60	223.999,60	223.999,60	223.999,60
Lucro Bruto: Receita Líquida - Despesas Operacionais		794.210,65	794.210,65	794.210,65	794.210,65	271.495,84	271.495,84	271.495,84	271.495,84	271.495,84
Período (Ano)		1	2	3	15	16	17	18	19	
Pagamento Capital Próprio	(2.687.995,20)	385.010,51	375.163,49	365.316,47	247.152,20	237.305,18	227.458,15	217.611,13	207.764,11	
Amortização Capital Próprio	2.687.995,20	89.599,84	89.599,84	89.599,84	89.599,84	89.599,84	89.599,84	89.599,84	89.599,84	
Juros Capital Próprio		295.410,67	285.563,65	275.716,63	157.552,36	147.705,34	137.858,31	128.011,29	118.164,27	
Valor Presente Líquido Capital Próprio	(0,00)									
Período (Ano)		1	2	3	15	16	17	18	19	
Pagamento Capital de Terceiros (15 anos)	(4.031.992,80)	676.837,19	649.634,68	622.432,17	296.002,03	0,00	0,00	0,00	0,00	
Amortização Capital de Terceiros (15 anos)	4.031.992,80	268.799,52	268.799,52	268.799,52	268.799,52	0,00	0,00	0,00	0,00	
Juros (remuneração) Capital de Terceiros		408.037,67	380.835,16	353.632,65	27.202,51	0,00	0,00	0,00	0,00	
Valor Presente Líquido Capital de Terceiros	0,00									
Lucro Tributável: Lucro Bruto - Juros da Dívida		386.172,98	413.375,49	440.578,00	767.008,14	271.495,84	271.495,84	271.495,84	271.495,84	271.495,84
Cálculos para Remuneração Capital Próprio										
Lucro Tributável para o limite de dedução		96.543,24	103.343,87	110.144,50	191.752,03	67.873,96	67.873,96	67.873,96	67.873,96	67.873,96
Remuneração (Juros limitados à TJLP) Capital Próprio		262.079,53	253.343,55	244.607,56	139.775,75	131.039,77	122.303,78	113.567,80	104.831,81	
IR de 15% sobre a Remuneração Capital Próprio		14.481,49	15.501,58	16.521,68	20.966,36	10.181,09	10.181,09	10.181,09	10.181,09	10.181,09
Lucro Tributável após remuneração: Lucro Tributável - Remuneração Capital		289.629,73	310.031,62	330.433,50	627.232,39	203.621,88	203.621,88	203.621,88	203.621,88	203.621,88
Tributos:										
Contribuição Social:		112.955,60	120.912,33	128.869,07	234.225,37	79.412,53	79.412,53	79.412,53	79.412,53	79.412,53
IR Total (IR Normal + IR Adicional):		26.066,68	27.902,85	29.739,02	56.450,91	18.325,97	18.325,97	18.325,97	18.325,97	18.325,97
IR retido na fonte (15%)		72.407,43	77.507,90	82.608,38	156.808,10	50.905,47	50.905,47	50.905,47	50.905,47	50.905,47
IR retido na fonte (15%)		14.481,49	15.501,58	16.521,68	20.966,36	10.181,09	10.181,09	10.181,09	10.181,09	10.181,09
Lucro Líquido: Lucro Bruto - Tributos		681.255,05	673.298,32	665.341,58	559.985,28	192.083,31	192.083,31	192.083,31	192.083,31	192.083,31
Depreciação		184.019,09	184.019,09	184.019,09	184.019,09	184.019,09	184.019,09	184.019,09	184.019,09	184.019,09
Amortização (1/30)		223.999,60	223.999,60	223.999,60	223.999,60	223.999,60	223.999,60	223.999,60	223.999,60	223.999,60
Amortização (Capital Próprio + Terceiros)		358.399,36	358.399,36	358.399,36	358.399,36	89.599,84	89.599,84	89.599,84	89.599,84	89.599,84
Fluxo de Caixa Operacional Livre (Pagamento Total):	(6.719.988,00)	1.061.847,70	1.024.798,17	987.748,64	543.154,23	237.305,18	227.458,15	217.611,13	207.764,11	
(= Pagamento Próprio e Terceiros, com Taxa WACC-EQU)	(149.640,09)									
Fluxo de Caixa Operacional Livre (Lucro Liq. + Depreciação)	(6.719.988,00)	865.274,15	857.317,41	849.360,68	744.004,37	376.102,40	376.102,40	376.102,40	376.102,40	376.102,40
Resultado (Receita Inicial da Transmissora):		1.102.192,54								
Valor Presente Líquido Capital Total (WACC, S):		(0,00)								

Figura 4.5: Cálculo da RAP nos primeiros processos de autorização de reforços (degrau)

5 A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA (RTP)

A **revisão tarifária periódica** está definida nos Contratos de Concessão e baseia-se no disposto da Lei nº 8.987/1995, com objetivo de garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Ainda, é o instrumento regulatório que possibilita o compartilhamento dos ganhos de produtividade alcançados ao longo do período contratual com os usuários do serviço público de energia elétrica.

Atualmente, a maior parte da receita submetida ao processo de revisão tarifária periódica nas concessionárias de transmissão é proveniente de autorizações para construção de reforços em instalações existentes, embora haja exceções, as quais se podem citar: (i) **concessionárias existentes** cujos Contratos de Concessão não incluíram a cláusula de blindagem das receitas iniciais (RBSE/RPC), para as quais se aplica a revisão tarifária sobre toda base de ativos (AFLUENTE, CEMIG e EVRECY), e; (ii) **concessionárias licitadas**, cuja revisão pode ser também realizada sobre a receita ofertada em leilão, a depender da data de assinatura dos Contratos.

No entanto, ainda que igualmente importantes estes casos não serão aqui analisados, pois a revisão tarifária em reforços autorizados responde por quase a totalidade da receita total que, de fato, é submetida ao mencionado processo.

Conforme já abordado em capítulos anteriores, a expansão do sistema de transmissão existente por meio da execução de reforços é um dos mecanismos que visa garantir o adequado atendimento ao mercado em todo o Sistema Interligado Nacional. Os reforços podem ser construídos por quaisquer concessionárias proprietárias de linhas de transmissão ou subestação no SIN, sejam elas existentes ou licitadas, desde que indicados pelo planejamento setorial. No entanto, considerando que as concessionárias de transmissão existentes eram (e ainda o são) proprietárias da maior parcela de ativos do SIN, na prática a grande maioria dos reforços é destinada a essas empresas.

Outro fator que contribui para este fato é a idade mais avançada dos sistemas de propriedade das concessionárias existentes, o que resulta em maior necessidade de expansão para o atendimento ao crescimento de mercado. Em 2001, data da assinatura dos Contratos, os sistemas existentes já possuíam depreciação acumulada elevada, isso significa que, mesmo à época, se tratavam de instalações antigas. Assim, considerando sua operação comercial há

tantos anos, é razoável admitir uma necessidade mais imediata de expansão de alguns destes sistemas, com fins de garantir o atendimento à carga/geração atual ou futura.

Em regra geral, tal necessidade de expansão via reforços não deveria se manifestar imediatamente nas novas concessões licitadas, pois trata-se de instalações relativamente recentes (o primeiro leilão de transmissão foi realizado em 2000), para as quais o planejamento setorial já incorporou uma previsão mais atualizada de crescimento da demanda nos próximos anos. Entretanto, ocorre que, além da expansão, há também a necessidade de reforços para atendimento a critérios de segurança e confiabilidade, que, em muitas vezes, não respondem somente ao aumento de carga. Desta forma, é natural que estes sejam indicados a concessionárias licitadas, sendo estas também autorizadas pela ANEEL, mesmo que em menor número.

Assim, pelos motivos expostos, nota-se que a receita submetida ao processo de revisão tarifária é majoritariamente associada às concessionárias existentes, cujos Contratos de Concessão foram firmados em 2001, embora não seja exclusiva a estas.

A primeira revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica somente foi realizada em 2007, com efeitos retroativos a 2005. À época, a receita das **instalações autorizadas** alcançava **R\$ 1,27 bilhões**⁸, incluindo Rede Básica e DIT's. À exceção da CEMIG GT, cuja revisão aplicou-se sobre toda base de ativos, a revisão tarifária alcançava apenas os reforços autorizados de oito concessionárias existentes: CEEE, CELG, CHESF, COPEL, CTEEP, ELETRONORTE, ELETROSUL e FURNAS, conforme Figura 5.1 a seguir:

⁸ Não considera RAP da CEMIG, pois, não há na revisão tarifária segregação entre reforços (RBNI/RCDM) e instalações existentes (RBSE/RPC), já que não há cláusula de blindagem que os diferencie.

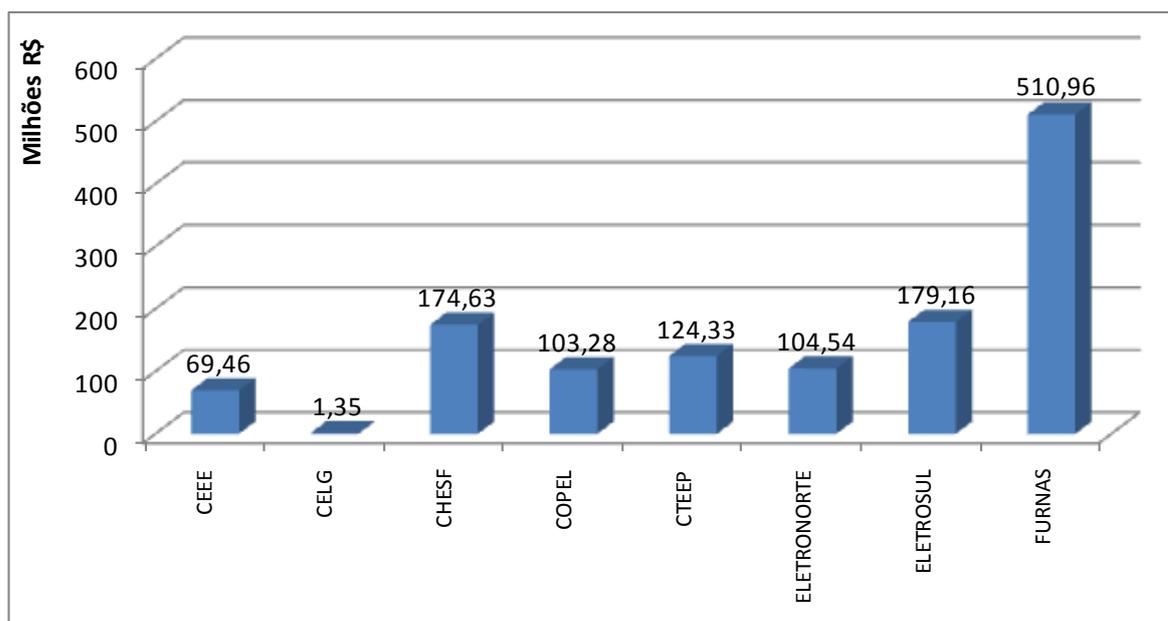


Figura 5.1: Receita associada aos reforços antes da 1ª RTP (ANEEL)

Em seguida, a segunda revisão tarifária ocorreu em 2010, com efeitos retroativos a 2009. Neste período a receita das **instalações autorizadas** era, aproximadamente, de **R\$ 2,15 bilhões**⁹, incluindo Rede Básica e DIT's. Neste ciclo, já se observa a participação de onze concessionárias existentes, divididas entre as nove já citadas no parágrafo anterior e outras duas empresas, AFLUENTE e EVRECY, para as quais toda base de ativos foi submetida à revisão tarifária.

Adicionalmente, onze concessionárias licitadas executaram reforços em seus sistemas de transmissão, portanto, suas receitas autorizadas também foram submetidas à revisão tarifária. No entanto, neste ciclo 98% da receita total associada aos reforços autorizados era devida às concessionárias existentes e apenas 2% às concessionárias licitadas, ou seja, a maior parte dos reforços concentra-se nas concessionárias existentes. As Figuras a seguir apresentam as receitas provenientes de autorização que estavam vigentes antes da 2ª revisão tarifária, segregadas por concessionárias (existentes ou licitadas):

⁹Não considera receita associada às concessionárias: Cemig, Afluente e Evrecy, cuja revisão aplica-se sobre toda base de ativos (não há cláusula de blindagem que diferencie os reforços das instalações existentes).

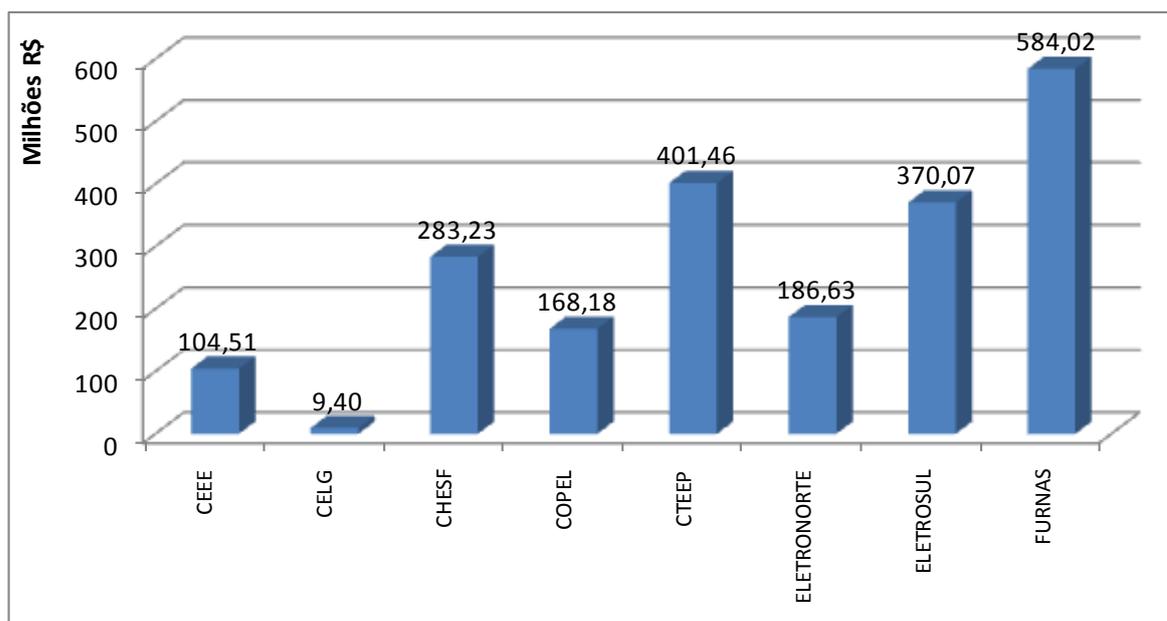


Figura 5.2: Receita associada aos reforços antes da 2ª RTP para concessionárias existentes

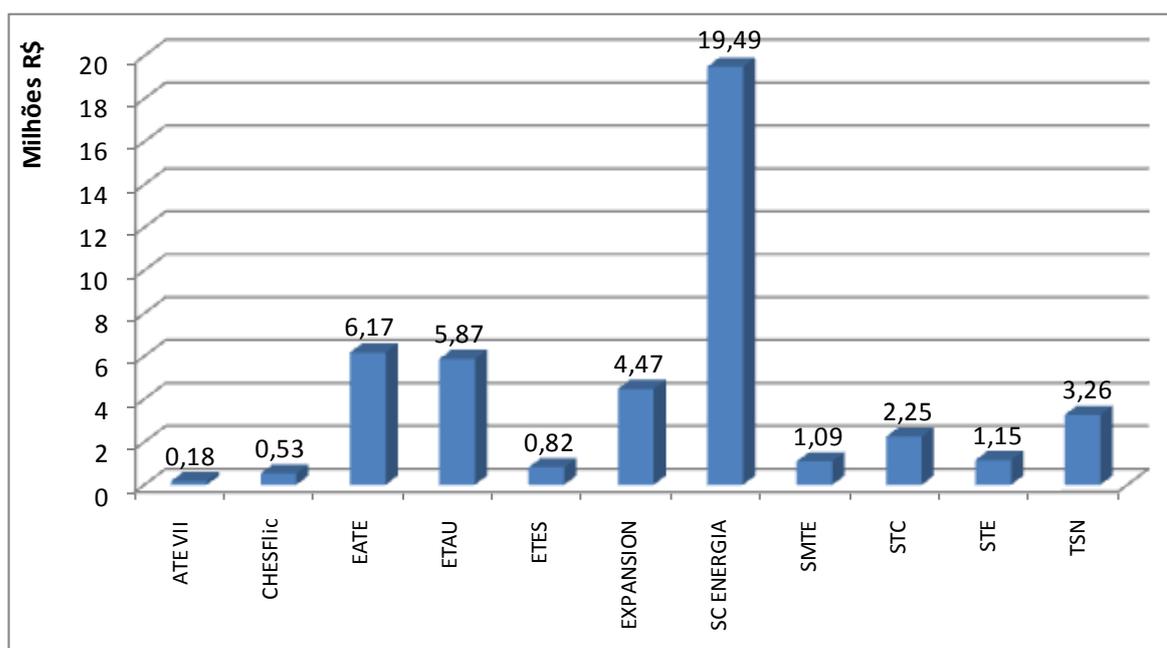


Figura 5.3: Receita associada aos reforços antes da RTP para concessionárias licitadas

Assim, o objetivo deste capítulo e das próximas seções é discutir as metodologias definidas para revisão tarifária das receitas autorizadas e seus efeitos sobre os resultados apresentados pelas concessionárias de transmissão. Para tanto, será avaliado o aprimoramento dos métodos entre os dois ciclos, para os quais foram atualizados os critérios para valoração da base de remuneração, de técnicas de benchmarking para construção dos custos operacionais eficientes, da taxa de remuneração regulatória, entre outros.

5.1 PRIMEIRO CICLO DE REVISÕES TARIFÁRIAS

A ANEEL publicou em março de 2007, a Resolução Normativa nº 257/2007, que estabeleceu as metodologias e critérios adotados no primeiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de transmissão.

O objeto da revisão tarifária era o **reposicionamento das receitas associadas aos reforços autorizados pela ANEEL em operação comercial até 30 de junho de 2005**, por meio da definição de parâmetros regulatórios coerentes com as condições reais de atuação das empresas.

5.1.1 Base de Remuneração

A definição da Base de Remuneração Regulatória (BRR), sob a qual incidirá a remuneração pelo serviço de transmissão, requer a construção de uma referência de preços para avaliação dos investimentos realizados.

O método adotado para valoração dos ativos é o Valor Novo de Reposição (VNR), no qual se define o preço atual de mercado para uma relação de instalações existentes, a partir do custo de um novo ativo instalado. Todavia, isto não significa, necessariamente, a valoração de um novo equipamento com características técnicas idênticas ao existente, ou seja, o valor novo de reposição de um ativo também pode ser definido a partir de outro similar, que considere, por exemplo, eventuais evoluções tecnológicas ocorridas no período, naturalmente, desde que este cumpra as mesmas funções do primeiro.

O **Custo de Referência ANEEL** foi construído a partir de uma estrutura modular já existente e amplamente adotada nos processos de autorização, composta por unidades modulares de subestação e linhas de transmissão. A metodologia de formação dos módulos é a mesma constante do relatório *“Referências de Custos de Linhas de Transmissão e Subestações de Alta Tensão e Extra-alta Tensão”*, da Eletrobrás, aplicada aos primeiros processos de autorização. No entanto, para composição dos novos módulos foram considerados os preços (custos) de equipamentos principais efetivamente realizados pelas concessionárias de transmissão nos anos anteriores ao processo de revisão, estabelecendo, desta forma, médias de preços para os principais itens que compõe cada unidade modular.

A utilização de valores médios, conforme proposto, atende à teoria de regulação por incentivos, já que esta recomenda que os custos reais realizados por cada uma das

concessionárias não sejam diretamente adotados em seus processos tarifários, sob a pena de induzir a práticas ineficientes, exceto, obviamente, nos casos em que restar comprovada a necessidade de custos ou técnicas diferenciadas do padrão utilizado no setor.

Desta forma, assumindo tratar-se de concessionária eficiente na construção dos reforços, é provável que os seus custos resultem em valores inferiores à referência de preços estabelecida pelo regulador, que, nesse caso, é média. Assim, lhe será garantido apropriar-se das diferenças encontradas durante o ciclo tarifário. Esta medida tende a incentivar continuamente as boas práticas na realização de investimentos, refletindo, posteriormente, em benefícios aos consumidores, já que a redução contínua nos custos do serviço de transmissão de energia elétrica resultará, no futuro, em redução das tarifas associada a um serviço adequado.

As unidades modulares atualizadas no Custo de Referência são compostas pela soma de dois itens: (i) **Custos Diretos**, que englobam os **equipamentos principais e componentes menores**; e (ii) **Custos Indiretos**, associados aos serviços de engenharia, administração e eventuais. Para cada uma das unidades modulares foi realizada a seguinte atualização dos preços associados aos Custos Diretos:

- Módulos de Manobra – entrada de linha (EL), conexão de equipamentos (CT) e interligação de barramentos (IB): foram atualizados apenas os custos de aquisição dos equipamentos principais, a saber: disjuntor, chave seccionadora, transformadores de corrente e potencial e pára-raios. Para cada um dos equipamentos foram levantados os preços médios disponíveis para os níveis de tensão mais freqüentemente observados no segmento de transmissão de energia elétrica: 13,8; 34,5; 69; 138; 230; 345; 500 e 750 kV.
- Módulo Geral: foram mantidos os valores iniciais constantes do relatório da Eletrobrás, pois não existia fonte de dados suficiente para composição de novos custos de equipamentos principais;
- Módulos de equipamento – transformadores, reatores, capacitores, entre outros: a amostra disponível de notas fiscais e contratos não alcançava todos os níveis de tensão e potência existentes. Assim, a relação percentual entre o preço médio obtido das concessionárias e os valores iniciais do relatório da Eletrobrás foi

extrapolada para todos os itens principais que compõem as unidades modulares de equipamentos.

- Módulo de linhas de transmissão: foram atualizados os custos de aquisição do condutor e aço, que são os principais componentes deste módulo.

Assim, foram atualizados apenas os preços dos **equipamentos principais** que compõem os **Custos Diretos**, em virtude de dificuldades no levantamento de informações acerca de quantitativos e preços de **componentes menores**, por exemplo: isoladores, estruturas, painéis, barramentos, etc. Para estes últimos foram mantidos os valores percentuais já adotados no relatório da Eletrobrás, que são calculados em função dos valores dos equipamentos principais.

Finalmente, de modo a finalizar a composição do Custo de Referência, restava definir os valores associados aos Custos Indiretos. Assim, a partir das informações enviadas pelas concessionárias acerca de contratos em regime de empreitada global, os quais representam essencialmente ganhos na construção, administração e engenharia dos reforços, foram estabelecidos novos percentuais associados à engenharia, administração e eventuais em obras de transmissão de energia elétrica.

As Figuras a seguir apresentam exemplos do Custo de Referência utilizado na primeira revisão tarifária periódica. Note-se que a estrutura modular, além da segregação em Custos Diretos e Indiretos, é a mesma adotada anteriormente no relatório da Eletrobrás:

Descrição	Tensão = 230 kV		BD	
	Quantidade	Preço	Total	%
1 Disjuntor	1	336.572,80	336.572,80	10,88%
2 Chave seccionadora	5	60.565,46	302.827,32	9,79%
3 Trafo de corrente	3	57.823,68	173.471,05	5,61%
4 Trafo potencial capacitivo	3	50.627,12	151.881,35	4,91%
5 Trafo potencial indutivo		50.850,52	0,00	0,00%
6 Pára-raios	3	16.544,63	49.633,88	1,61%
7 Outros	147,12%	1.492.390,55	1.492.390,55	48,26%
8 Custo direto			2.506.776,96	81,06%
9 Engenharia	4,33%		108.457,71	3,51%
10 Administração	10,38%		260.298,50	8,42%
11 Eventuais	8,65%		216.915,42	7,01%
12 Custo Indireto			585.671,63	18,94%
13 Custo total (8+12)			3.092.448,59	100,00%

Figura 5.4: Modelo de Custo de Referência ANEEL para os módulos de manobra (R\$)

Tensão (kV)	T I P O			Cabo Condutor (CAA)			Cabo Pára-Raios			CCI	TOTAL	
	Estruturas	Circuito	Fundação	Nº Cabo/Fase	Área		Código	Bitola (mm)	Código			Nº
					AWG/M CM	mm ²						
230	AA	CS	G	1	636,0	321,8	GROSBEAK	9.15	AÇO 3/8	2	III	206.476,21
230	AA	CD	G	1	636,0	321,8	GROSBEAK	9.15	AÇO 3/8	2	III	345.050,52
230	AA	D1	G	1	636,0	321,8	GROSBEAK	9.15	AÇO 3/8	2	III	256.765,53
230	AA	D2	G	1	636,0	321,8	GROSBEAK	9.15	AÇO 3/8	2	III	86.728,02
230	AA	CS	G	1	795,0	402,6	DRAKE	9.15	AÇO 3/8	2	III	223.799,81
230	AA	CD	G	1	795,0	402,6	DRAKE	9.15	AÇO 3/8	2	III	379.787,35
230	AA	D1	G	1	795,0	402,6	DRAKE	9.15	AÇO 3/8	2	III	278.987,32
230	AA	D2	G	1	795,0	402,6	DRAKE	9.15	AÇO 3/8	2	III	100.705,67

Figura 5.5: Modelo de Custo de Referência ANEEL para linhas de transmissão (R\$/km)

Como resultado da atualização da nova referência de custos para avaliação dos investimentos realizados, observa-se, para a maioria das unidades modulares, uma redução dos valores de investimento adotados inicialmente nas autorizações (relatório da Eletrobrás), conforme exemplos apresentados na Figura 5.6 a seguir:

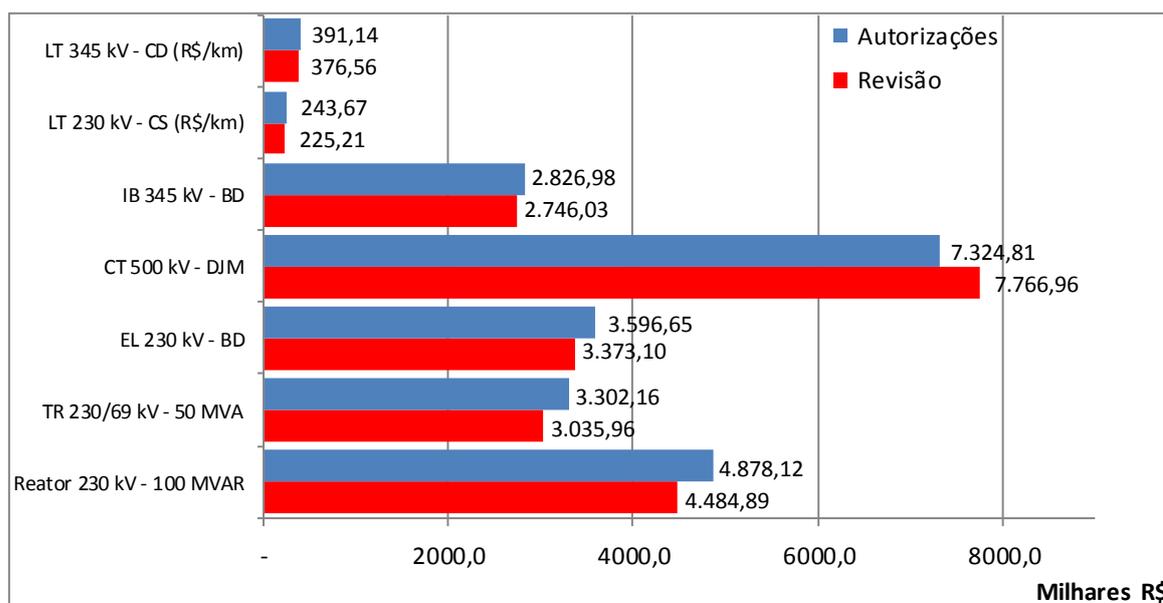


Figura 5.6: Comparação entre Custo de Referência ANEEL e custo-padrão Eletrobrás

Assim, a Base de Remuneração Regulatória (BRR) consiste na aplicação dos preços estabelecidos no Custo de Referência ao conjunto de instalações de transmissão autorizadas para cada concessionária e em operação até junho de 2005. E, ainda, é sobre a BRR que será calculada a remuneração definida pelo regulador. Portanto, a aplicação deste novo referencial regulatório resultou na redução das Bases de Remuneração das concessionárias de transmissão em relação aos investimentos inicialmente autorizados,

conforme Figura 5.7 a seguir¹⁰, o que reduzirá, conseqüentemente, a remuneração sobre o capital de cada firma.

Cabe lembrar que nos primeiros processos de autorização realizados pela ANEEL, antes mesmo da aplicação dos custos estabelecidos no Relatório da Eletrobrás, o orçamento da concessionária também era avaliado para a definição do investimento total. Estes casos foram fortemente impactados pelo Custo de Referência, visto que, em geral, estes orçamentos eram consideravelmente superiores aos valores de referência construídos pela ANEEL para a primeira revisão tarifária periódica.

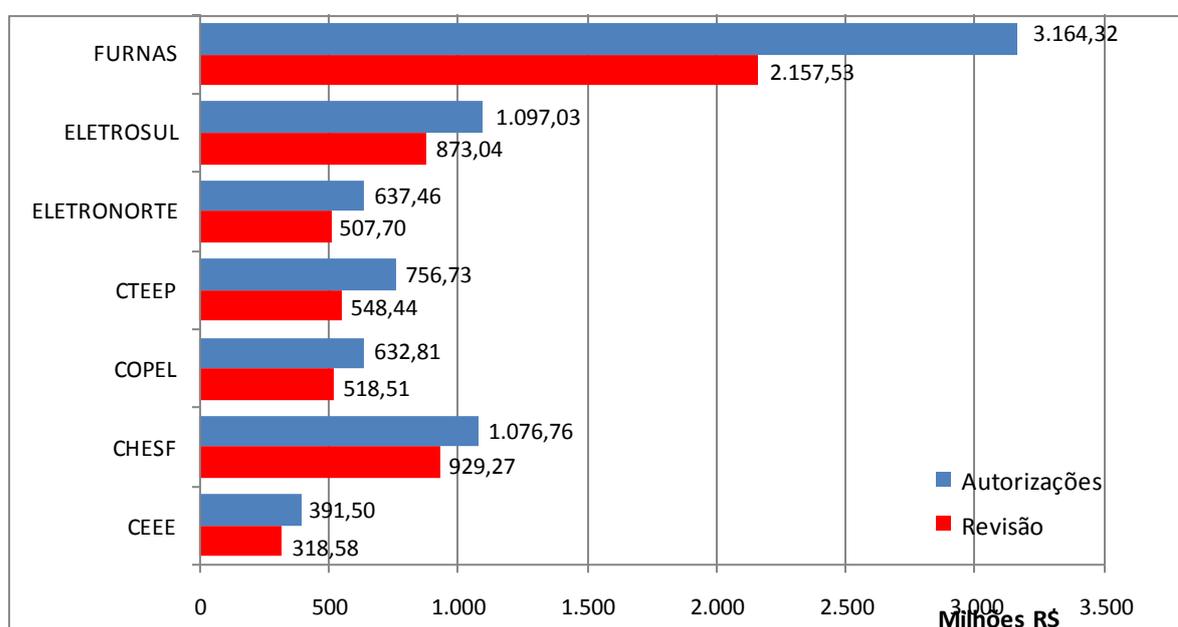


Figura 5.7: Efeito do Custo de Referência ANEEL nas Bases de Remuneração no 1º ciclo

Assim, da figura acima, observa-se que a alteração deste parâmetro na revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão contribuiu fortemente para a redução da Receita Anual Permitida. É possível afirmar, inclusive, que a redução da Base de Remuneração foi o fator mais significativo nos resultados obtidos na primeira revisão. Seus efeitos serão apresentados de forma mais detalhado na seção 5.1.5 (Resultados).

¹⁰ Pela dificuldade no levantamento do investimento associado a cada uma das autorizações das concessionárias de transmissão, este foi estimado a partir da receita vigente para os reforços, além dos parâmetros adotados nos processos de autorização realizados até esta data.

5.1.2 Remuneração e Depreciação

A partir da Base de Remuneração Regulatória é calculada a remuneração sobre o capital, que depende da taxa de retorno aplicada (custo de capital). A definição da taxa de retorno ótima tem por objetivo estabelecer mecanismos que garantam os investimentos adequados para a sustentabilidade do setor regulado. Assim, representa a remuneração mínima para garantir investimentos no setor. Valores inferiores ao nível ideal podem ocasionar redução dos investimentos e, conseqüentemente, queda na qualidade do serviço ao longo da concessão, enquanto valores superiores podem representar má alocação de recursos e aumentar, desnecessariamente, a tarifa do serviço.

Para o cálculo da taxa de retorno, foi utilizada a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), conforme equação (4.2).

Assim, a estrutura de capital, os custos de capital próprio (r_p) e de terceiros (r_d), bem como as alíquotas de impostos são apresentados na Tabela 5.1 a seguir:

Tabela 5.1: Parâmetros para cálculo da remuneração na 1ª revisão tarifária

Parâmetro regulatório	Valor
Estrutura de Capital Próprio (P)	49,60%
Estrutura de Capital de Terceiros (D)	50,40%
Custo de Capital Próprio Nominal (r_p)	15,02%
Custo de Capital de Terceiros Nominal (r_p)	13,75%
Inflação média no período analisado (jan/95-jun/06)	2,60%
Alíquota de IRPJ (%)	25%
Alíquota de CSLL (%)	9%
WACC nominal (depois de impostos)	12,02%

A taxa de retorno é igual à média ponderada dos custos de capital próprio e de terceiros, considerando suas participações na estrutura ótima de capital. Para o 1º ciclo de revisões tarifárias, o WACC real (depois de impostos) resultou em 9,18%.

Para as taxas de depreciação, foi mantido o cálculo da taxa média de depreciação ponderada (TMDC) aplicada nos processos de autorização.

O impacto da alteração deste parâmetro na revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão será apresentado na seção 5.1.5 (Resultados).

5.1.3 Custos Operacionais

Os custos operacionais são compostos pelas despesas de pessoal, material e serviços para operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica, incluindo os custos administrativos necessários à prestação da atividade.

Inicialmente, nos processos de autorização de reforços os custos operacionais eram definidos como um percentual em relação ao investimento, em geral, igual a 1,0%. Esse valor poderia variar entre 0% e 1,5%, conforme tratado na seção 4.3.3, mas é razoável assumir que a maior parte da expansão no sistema existente foi autorizada com valor fixo de 1%.

Na primeira revisão tarifária foi adotada uma metodologia com base em técnicas de *benchmarking*, com o objetivo de definir os montantes de custos operacionais suficientes para a adequada prestação do serviço, a saber: que permitam o atendimento aos níveis de qualidade exigidos para a atividade de transmissão ao tempo que possibilitem o compartilhamento dos ganhos de produtividade obtidos com os usuários do serviço.

Assim, os modelos utilizados estabelecem um método de comparação de desempenho, com fins de se definir níveis de eficiência a partir dos insumos das concessionárias (custos reais) e de seus produtos resultantes. Estes métodos permitem ao regulador quantificar uma potencial redução de custos a partir do nível de produto de cada agente e dos resultados apresentados pelas demais empresas comparáveis.

O método utilizado foi o DEA (*Data Envelopment Analysis*), que apresenta a vantagem de identificar empresas comparáveis e medir a eficiência das firmas a partir das diversas possibilidades de produtos. Assim, aplicado ao segmento de transmissão de energia elétrica é possível avaliar o nível de insumos (custos operacionais) a partir do nível de produtos que lhe é exigido (dados físicos), de modo a definir o grau de eficiência da firma, o que irá refletir em sua receita.

O modelo adotado parte da premissa que não cabe à empresa a decisão de expandir seu sistema existente, sendo este papel exclusivo dos órgãos de planejamento setorial, conforme já discutido no capítulo 2, e, por este motivo, seu nível de produtos é considerado como dado de entrada do método aplicado, sob o qual não há gerência da concessionária. No entanto, os custos operacionais podem ser alterados, para mais ou para

menos, de acordo com o nível de eficiência produtiva de cada empresa, tornando-se, portanto, o principal objeto de análise do estudo proposto.

Ainda, o estudo partiu dos custos totais efetivamente realizados pelas concessionárias de transmissão nos anos de **2003 a 2005**, segregando-os em: **custos de O&M** e **custos administrativos**. Essa divisão, de caráter regulatório, resultou em 60% dos custos reais atribuídos a custos de O&M e 40% a custos administrativos. A razão para esta distinção é apresentada nos parágrafos que se seguem:

A metodologia original utilizada na autorização de reforços não considerava acréscimo de custos administrativos para a expansão do sistema existente. Isso, pois a construção de um reforço deveria impactar, fundamentalmente, em acréscimo nos custos de O&M, já que o sistema existente é significativamente maior e, portanto, um investimento marginal, como se caracteriza um reforço, não implicaria em custos administrativos adicionais. De maneira simplificada, seria como afirmar que a instalação de um transformador não exigiria, a princípio, acréscimo no quadro de pessoal da estrutura central de uma empresa de transmissão de energia elétrica e, sim, apenas no quadro de pessoal de campo (O&M).

No entanto, esta afirmação, que é bastante razoável no processo de autorização, deve ser avaliada com restrições na revisão tarifária, pois, neste momento, é analisado o universo total de instalações autorizadas. Assim, embora apenas um transformador não exija um incremento na estrutura central, não se pode afirmar o mesmo no caso de um universo maior de equipamentos, tal qual se verifica na Base de Remuneração no momento da revisão tarifária. Portanto, apenas para os casos em que a participação das novas instalações sobre o total de ativos resultou significativa, concluiu-se pela necessidade de acréscimo de custos administrativos para cálculo dos custos operacionais totais. Por esse motivo, foi necessária a segregação dos custos administrativos em relação aos custos de O&M. No entanto, não foram mantidas mesmas proporções adotadas por cada uma das empresas em seu custo contábil (custo O&M x custo administrativo), mas um percentual médio, pois não existe nenhum rito que estabeleça regras claras para esta separação, sendo encontradas as mais diversas relações entre as concessionárias existentes.

Adicionalmente, de modo a se estimar o nível de produtos de cada concessionária, foram utilizados os dados físicos mais representativos de um sistema de transmissão e sua evolução no período proposto (2003 a 2005): **extensão total da rede** (em km), **número de**

transformadores e a **potência instalada de transformação** (MVA) e, finalmente, **número de unidades modulares de subestação** (soma de EL, IB e CT). A escolha destas variáveis deve-se ao fato que são insumos necessários ao processo de autorização, pois impactam fortemente o investimento associado às instalações de transmissão, além de representar quase a totalidade das unidades modulares de subestações e linhas de transmissão.

Ainda, considerando que não foram adicionadas diversas variáveis que também poderiam explicar o nível de custos das concessionárias de transmissão, concluiu-se que existia a possibilidade do resultado, que pode ser interpretado como uma medida de eficiência das empresas, não incluir determinada parcela de custo devidamente justificada pelo ambiente adverso em que atuam e que, na verdade, deveria ser reconhecida pelo regulador, pois fogem da gerência da concessionária. Um exemplo deste tipo de variável seria o nível de chuvas ou ventos da região de atuação, situação que pode aumentar os custos operacionais de uma empresa. Assim, de modo a corrigir esta falta, foi prevista a normalização dos parâmetros de eficiência obtidos para a faixa de 80% a 100% dos custos totais.

De posse dos critérios acima mencionados, os parâmetros de eficiência foram calculados para cada uma das concessionárias sob análise, a partir de seus custos contábeis (insumos) e dados físicos (produtos) e considerando a normalização proposta. Além disso, estes foram aplicados como redutor do custo efetivo da empresa, de modo a se definir um custo operacional eficiente.

No entanto, por considerar os custos (e dados físicos) totais, o que inclui as instalações remuneradas via RBSE/RPC (e que não são submetidas à revisão tarifária), o estudo exigiu ainda a segregação das instalações autorizadas e seus custos associados. Contudo, considerando a impossibilidade de segregação dos custos contábeis para cada tipo de instalação, pois estes não estão assim apresentados na contabilidade das empresas, aplicou-se sobre o custo total eficiente o percentual que representa a participação de novas instalações sobre toda base de ativos, de modo a estimar apenas o custo operacional eficiente associado às novas instalações autorizadas.

Portanto, considerando toda metodologia descrita anteriormente, pode-se sintetizar o cálculo dos custos operacionais eficientes na formulação apresentada a seguir:

$$\text{Custos Operacionais Eficientes} = \text{Custo}_{\text{O\&M}} \times \theta \times \eta + \alpha \times \text{Custo}_{\text{adm}} \times \theta \times \eta \quad (5.1)$$

Onde:

$Custo_{O\&M}$: Custo de O&M total da empresa (Custo Total x 60%);

$Custo_{adm}$: Custo administrativo total da empresa (Custo Total x 40%);

θ : parâmetro de eficiência normalizado;

η : participação das novas instalações sobre toda base de ativos;

α : parcela que justifica o acréscimo de custos administrativos associados às novas instalações.

Os parâmetros de eficiência obtidos pela aplicação do método DEA, seus valores normalizados e a participação das novas instalações sobre o total são apresentados na Tabela 5.2 a seguir:

Tabela 5.2: Parâmetros para cálculo dos custos operacionais na 1ª RTP

	Parâmetro de Eficiência	Parâmetro Normalizado (θ)	% novas instalações sobre total (η)
CEEE	77,12%	94,14%	10,77%
CHESF	76,49%	93,91%	6,76%
COPEL	93,20%	100,00%	8,51%
CTEEP	43,22%	81,77%	2,48%
ELETRONORTE	38,36%	80,00%	9,45%
ELETROSUL	75,47%	93,53%	19,17%
FURNAS	64,48%	89,53%	10,98%

Assim, verifica-se que algumas concessionárias tiveram seus parâmetros de eficiência bem baixos quando comparados ao parâmetro normalizado, em geral, por atuarem em condições adversas, o que aumentaria, justificadamente, seus custos operacionais. No entanto, o resultado apresentado pode ter beneficiado determinadas concessionárias ineficientes, cujo custo é excessivamente elevado e não foi adequadamente tratado no modelo proposto pela simples normalização dos parâmetros encontrados.

Finalmente, o resultado para os custos operacionais eficientes associados às novas instalações deve ser comparado aos custos operacionais adotados quando da autorização dos reforços (em geral, igual a 1% do investimento regulatório), de forma a se obter o efeito sobre alteração deste parâmetro na revisão tarifária periódica, conforme a Tabela 5.3 seguir:

Tabela 5.3: Custos operacionais (revisão tarifária x autorização dos reforços)

	Custos operacionais eficientes (novas instalações)	Custos operacionais autorizações (novas instalações)
CEEE	11.271.741,63	3.915.035,13
CHESF	16.873.415,38	10.767.563,70
COPEL	8.187.900,96	6.328.076,41
CTEEP	7.983.512,81	7.567.328,27
ELETRONORTE	18.009.193,54	6.374.613,11

	Custos operacionais eficientes (novas instalações)	Custos operacionais autorizações (novas instalações)
ELETROSUL	35.966.165,12	10.970.343,69
FURNAS	40.998.067,63	31.643.199,78

Da Tabela observa-se acréscimo para todas as concessionárias existentes, sendo alguns resultados bem elevados, aproximadamente 3,5 vezes maiores que o O&M autorizado inicialmente. Claro que a comparação acima deve ser analisada com restrições, afinal, no processo de autorização de reforços, conforme já dito, era reconhecido apenas percentual atribuído aos custos de O&M, enquanto na revisão tarifária avaliou-se, quando necessário, a necessidade de incremento de custos administrativos. Mesmo assim, de modo geral, observa-se significativo aumento deste item, que contribuiu significativamente para formação da receita final das concessionárias de transmissão. Seu efeito será apresentado na seção 5.1.5 (Resultados).

De outra forma, a Figura 5.8 também apresenta os resultados reconhecidos na primeira revisão tarifária a título de custos operacionais. Os valores são relacionados por concessionária e foram calculados como um percentual em relação à Base de Remuneração:

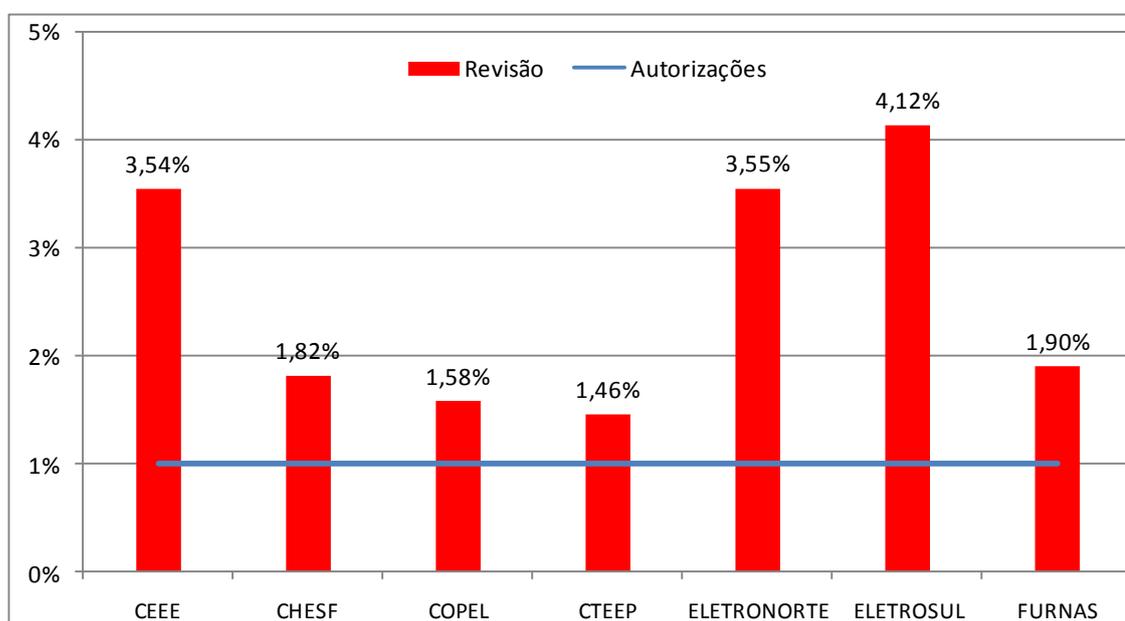


Figura 5.8: Custos operacionais admitidos na 1ª RTP (em relação à Base de Remuneração)

O cálculo dessa relação entre custos operacionais eficientes e Base de Remuneração, conforme apresentado na Figura acima, foi idealizado de modo a facilitar a sua comparação com o percentual de O&M estabelecido na autorização (1%), de modo que resulte mais claro que a simples comparação dos montantes totais reconhecidos na revisão

tarifária (Tabela 5.3). Observa-se que, em média, o percentual de custos operacionais resultante da revisão é igual a 2,72%.

No entanto, considerando que a autorização de cada reforço refletia apenas os custos de O&M e, além disso, que nem todas as empresas tiveram reconhecidos incrementos de custos administrativos na revisão tarifária, pois sua base de novas instalações era muito pequena sobre o total de ativos, a comparação mais adequada deveria refletir apenas os custos de O&M eficientes. Da formulação apresentada na equação (5.1), é possível segregar os custos totais eficientes entre custos de O&M e administrativos, sendo que a média dos primeiros em relação à BRR resultou em 1,83%. Ainda sim, nota-se significativo acréscimo deste percentual sobre aquele adotado nas autorizações (1%).

5.1.4 Cálculo da Receita Anual Permitida

A principal alteração no cálculo da receita na primeira revisão tarifária periódica deve-se à modificação de seu perfil de pagamento. Nos processos de autorização de reforços, esta era estabelecida por meio de um fluxo de caixa descontado, considerando um período fixo de 30 anos, reduzindo-a à metade após 15 anos de operação comercial. O cálculo previa, ainda, amortização da dívida em 15 anos.

Já a receita advinda da primeira revisão tarifária periódica foi calculada em bases anuais, de forma a garantir a remuneração e amortização dos investimentos (base de remuneração) por um período igual à vida útil (regulatória) das instalações autorizadas. A esta parcela foram adicionados os custos operacionais eficientes, os encargos setoriais e os tributos que incidem sobre a receita. Este cálculo foi efetuado para cada uma das unidades modulares que compõem a Base de Remuneração da concessionária, conforme equações a seguir:

$$\text{RAP} = \text{CAAE} + \text{Custos Operacionais} + \text{Encargos} + \text{Tributos} \quad (5.2)$$

Onde o custo anual das novas instalações (CAAE) representa as parcelas de retorno do capital e retorno sobre o capital, que trata a equação (4.1), e é dado por:

$$\text{CAAE} = \sum_1^N \left[\text{VNR}_1 \times \frac{r_{\text{wacc}}}{1 - (1 + r_{\text{wacc}})^{\frac{-1}{\text{TMDC}}}} \right] \quad (5.3)$$

Onde:

VNR_i: valor novo de reposição por unidade modular (com base no Custo de Referência ANEEL);
N: número total de unidades modulares;
r_{wacc}: custo médio ponderado de capital antes dos impostos;
TMDC: taxa média de depreciação por unidade modular;
CAAE: custo anual dos ativos elétricos associados às novas instalações (reforços).

Assim, de modo a exemplificar o cálculo da RAP com os novos critérios apresentados neste capítulo, será tomado como exemplo o mesmo transformador trifásico, 230/69 kV, 100 MVA, e conexões associadas, apresentado na seção 4.3.4 (Cálculo da Receita Anual Permitida), cujo diagrama unifilar consta da Figura 4.4. Inicialmente, para este reforço foi definida a receita de R\$ 1,10 milhões, o que resulta em **R\$ 1,20 milhões** após sua atualização, pelo IGP-M, para a data da revisão (junho/2005). Desta forma, são relacionados, a seguir, os novos parâmetros de formação da receita:

- Investimento regulatório total de R\$ 6,69 milhões, avaliado pelo Custo de Referência;
- Taxa média de depreciação ponderada de 2,78%;
- Custos operacionais de 1,82% do investimento regulatório (R\$ 121,83 mil anuais); e
- WACC (antes de impostos) de 9,18%.

A nova receita anual permitida resulta em **R\$ 1,15 milhões** (ref: junho/2005), o que significa uma **redução de 4,4% na RAP autorizada inicialmente**. No caso em questão, o impacto mais relevante é proveniente do investimento regulatório, que sofreu forte redução e seu efeito impacta em -8,8% na decomposição do reposicionamento. No entanto, este impacto foi amortecido pelo acréscimo observado nos custos operacionais (alteração de 1% para 1,82%, ao adotar, por exemplo, o percentual obtido para CHESF), cujo efeito foi de +5,3% na decomposição do reposicionamento. Pode-se afirmar, ainda, que o alicerce do reposicionamento está firmado, fundamentalmente, na alteração destes dois parâmetros, já que, conforme será visto mais adiante, o efeito combinado do novo WACC e do perfil plano é baixo, igual a -0,9% do reposicionamento. Finalmente, a soma dos três elementos resulta no percentual de **-4,4%**.

Este caso visa exemplificar como se dará a alteração de receita ocasionada pelo processo de revisão no 1º ciclo, pois o mesmo procedimento foi realizado para todas as

unidades modulares autorizadas às concessionárias de transmissão. Claro que podem ocorrer efeitos diversos dos acima mencionados, principalmente quanto à intensidade do impacto de cada parâmetro alterado, o que será visto a seguir.

5.1.5 Resultados

A Tabela 5.4 a seguir apresenta a receita requerida das concessionárias de transmissão submetidas ao processo de revisão tarifária periódica, calculada pelo custo anual das novas instalações (CAAE), que é resultado da remuneração e depreciação dos investimentos (Base de Remuneração) durante sua vida útil regulatória, acrescida dos custos operacionais eficientes e encargos setoriais. Apresenta-se, ainda, a receita vigente antes da primeira revisão tarifária periódica, obtida pela soma de todas as receitas estabelecidas por autorizações da ANEEL, considerando sempre a mesma referência de preços: junho/2005. Finalmente, apresenta-se o índice de reposicionamento tarifário (IRT), calculado pela relação percentual entre as duas receitas mencionadas.

Tabela 5.4: Resultado da primeira revisão tarifária

	Receita Requerida	Receita Vigente	IRT
CEEE	60.606.942,18	69.458.476,55	-12,74%
CHESF	160.447.111,18	174.633.641,78	-8,12%
COPEL	87.709.330,42	103.279.039,31	-15,08%
CTEEP	91.813.586,86	124.328.707,00	-26,15%
ELETRONORTE	96.195.072,72	104.544.259,53	-7,99%
ELETROSUL	171.912.970,77	179.161.960,23	-4,05%
FURNAS	377.253.100,14	510.960.764,94	-26,17%

Ainda, de modo a observar o impacto de cada um dos itens que compõem a receita requerida, apresenta-se, na Tabela 5.5, a decomposição do IRT por concessionária em relação a cada parâmetro regulatório.

Tabela 5.5: Decomposição do Índice de reposicionamento tarifário (IRT)

	IRT	Base de Remuneração	O&M	Perfil	WACC	Outras Receitas
CEEE	-12,74%	-25,08%	13,39%	-6,22%	5,53%	-0,37%
CHESF	-8,12%	-13,18%	4,84%	-5,70%	6,18%	-0,27%
COPEL	-15,08%	-17,98%	3,36%	-6,35%	6,10%	-0,20%
CTEEP	-26,15%	-27,46%	2,33%	-6,31%	5,42%	-0,12%
ELETRONORTE	-7,99%	-20,11%	14,18%	-7,44%	5,90%	-0,51%
ELETROSUL	-4,05%	-19,78%	17,09%	-7,01%	5,77%	-0,11%
FURNAS	-26,17%	-31,23%	4,33%	-4,11%	4,97%	-0,12%

Assim, para a ELETRONORTE, por exemplo, a alteração do Custo de Referência, que resultou em queda em sua Base de Remuneração, teve forte impacto negativo no índice de reposicionamento tarifário, contribuindo para redução de 20,11% no IRT. Por outro lado, a alteração dos custos operacionais eficientes contribuiu em acréscimo de 14,18%. Este impacto já era esperado, conforme Figura 5.8, que demonstrou que o parâmetro regulatório atribuído aos custos operacionais foi de 3,55%, enquanto os processos de autorização adotavam, em geral, o percentual de 1%. A soma dos dois fatores resulta na alteração em -5,93% no IRT, que somado aos demais itens, compõe o IRT final, de **-7,99%** na receita desta empresa. Análise semelhante pode ser repetida para as demais concessionárias.

Ainda, da Tabela anterior, nota-se que o efeito combinado da alteração de perfil de pagamento da receita e do novo valor atribuído ao WACC aproxima-se de zero para quase todas as empresas, ou seja, seu impacto no índice de reposicionamento tarifário foi quase que totalmente anulado. Pode-se afirmar, portanto, que os principais parâmetros que contribuíram com o resultado homologado na primeira revisão tarifária das concessionárias de transmissão são:

- Base de Remuneração Regulatória, que, claramente, apresentou o maior impacto, contribuindo para uma redução, em média, de 22,1% no IRT e;
- Custos Operacionais, que contribuíram, em média, no acréscimo de 8,5%.

Outra conclusão importante: todas as empresas sofreram o mesmo efeito na BRR, que foi negativo, enquanto os custos operacionais sempre contribuíram para o aumento do IRT, apenas alterando o nível de acréscimo (ou queda) em cada concessionária.

Ao detalhar os resultados apresentados na Tabela 5.5 verifica-se, ainda, que a alteração nos referenciais para o investimento apresentou maior impacto na Base de Remuneração de FURNAS, que contribuiu com uma redução de, aproximadamente, 30% no IRT. Tal fato pode ser explicado, pois esta concessionária possuía o maior número de reforços autorizados com base em orçamentos enviados pela empresa, resultado dos primeiros processos de autorização de reforços realizados pela Agência, quando não existia custo-padrão. Nestes casos, conforme já visto anteriormente, o investimento foi fortemente afetado pela criação do Custo de Referência, o que explica seu impacto sobre o resultado.

Importante ressaltar que, apesar do efeito negativo ser observado em todas as concessionárias, este é mais evidente nas concessionárias FURNAS e CTEEP, detentoras de número considerável de autorizações no início do processo.

Quanto aos custos operacionais, o maior impacto ocorre para Eletrosul, o que é justificado pela significativa participação das novas instalações autorizadas sobre a base total de ativos, de aproximadamente 20%. Nesse caso, além do acréscimo admitido nos custos de O&M, houve também para essa concessionária o reconhecimento de considerável parcela de custos administrativos, que, conforme já mencionado, não eram avaliados no momento da autorização de reforços.

De outro modo, é possível apresentar graficamente os resultados detalhados da Tabela 5.5, conforme exemplo da Figura 5.9, a seguir, que constrói o IRT da concessionária com base no comportamento de cada item que forma a receita. No caso em questão, apresenta-se a decomposição do IRT para a concessionária CEEE:

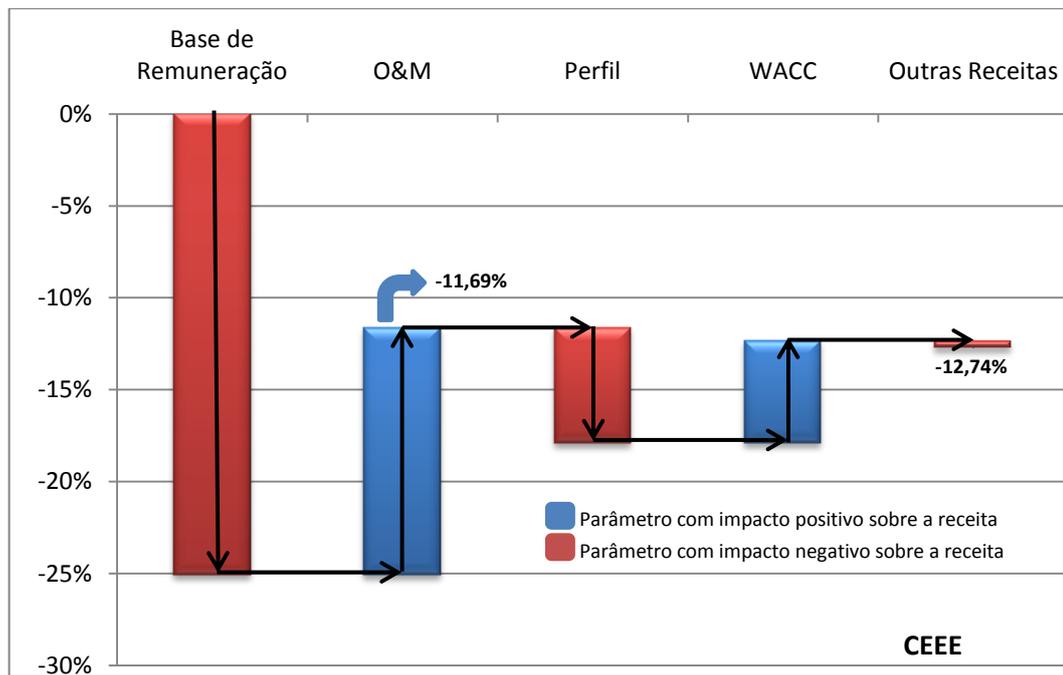


Figura 5.9: Decomposição do IRT da CEEE na 1ª RTP

Este gráfico mostra o efeito acumulado da alteração dos diversos parâmetros regulatórios no processo de revisão tarifária. As barras em vermelho apresentam parâmetros que resultaram em impacto negativo sobre o IRT, enquanto as barras em azul apresentam impacto positivo. Ainda, por se tratar de um resultado combinado de todos os itens, a cada inserção de um novo parâmetro soma-se (ou reduz-se) seu efeito a partir do resultado do

anterior, ou seja, para as barras negativas o próximo item acumula seus efeitos a partir do limite inferior daquelas barras, enquanto para as barras positivas o próximo item inicia em seu limite superior.

Assim, para a CEEE, enquanto a Base de Remuneração provocou a redução do IRT em 25,1%, os custos operacionais contribuíram com acréscimo de 13,4%. Apenas o efeito combinado desses dois itens já resultaria em IRT de -11,7%, conforme Figura 5.9. Após as alterações de perfil, WACC e outras receitas, cujo impacto é menos significativo, o IRT final é de -12,74%.

O mesmo gráfico foi criado para as demais concessionárias, conforme Figuras a seguir. Note-se um padrão semelhante no impacto de cada um dos parâmetros analisados (Base de Remuneração, O&M, Perfil, WACC e Outras Receitas), variando apenas a intensidade do percentual encontrado para cada um destes.

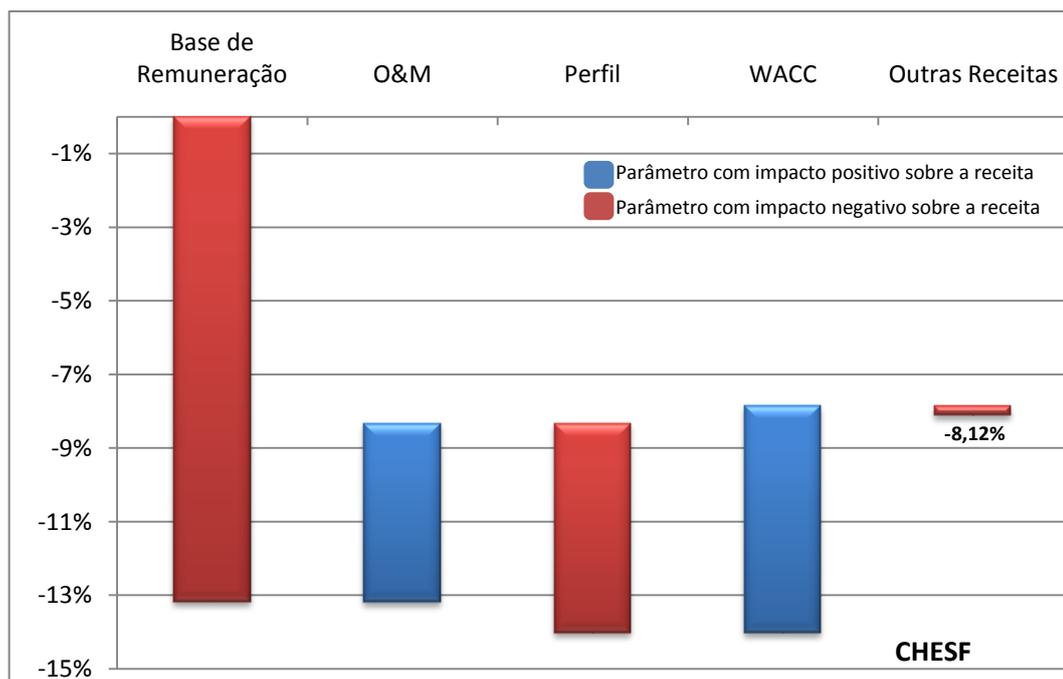


Figura 5.10: Decomposição do IRT da CHESF na 1ª RTP

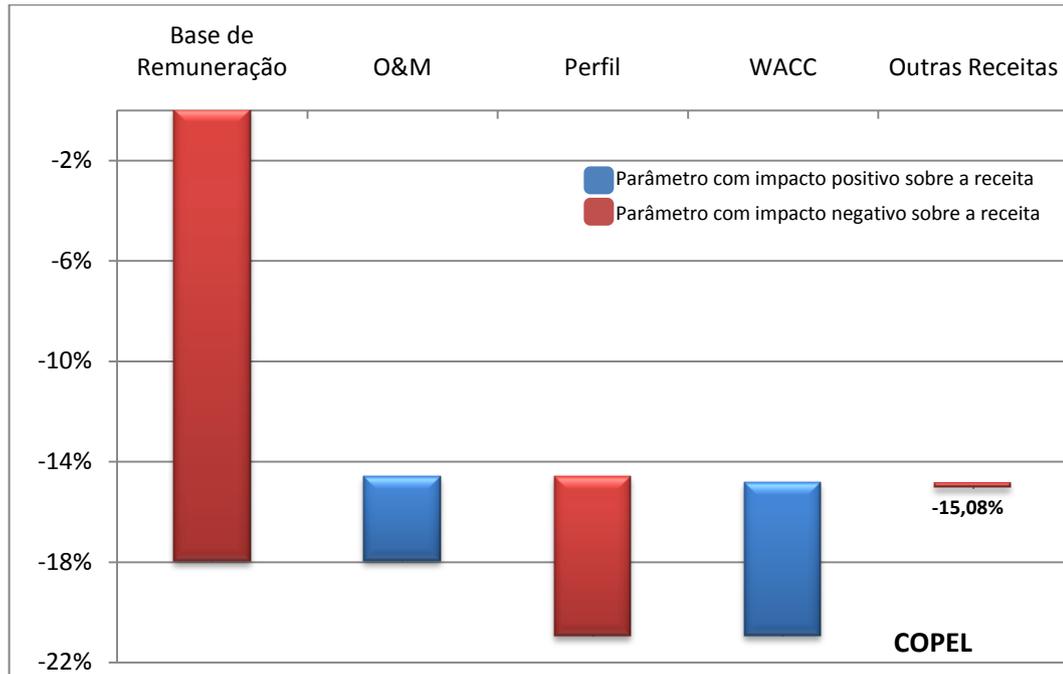


Figura 5.11: Decomposição do IRT da COPEL na 1ª RTP

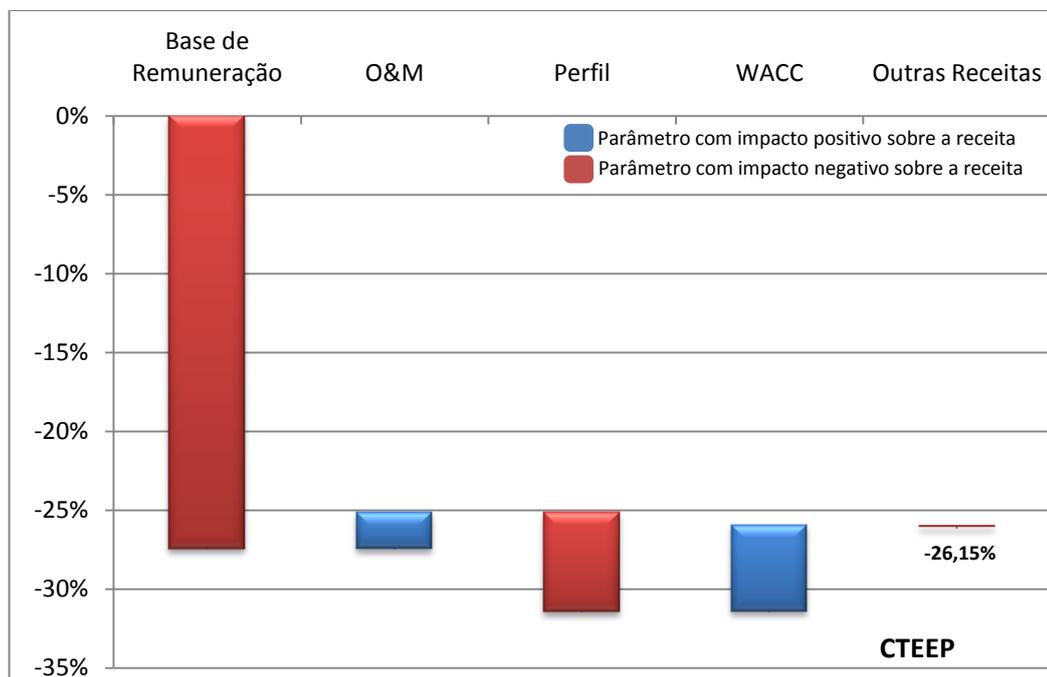


Figura 5.12: Decomposição do IRT da CTEEP na 1ª RTP

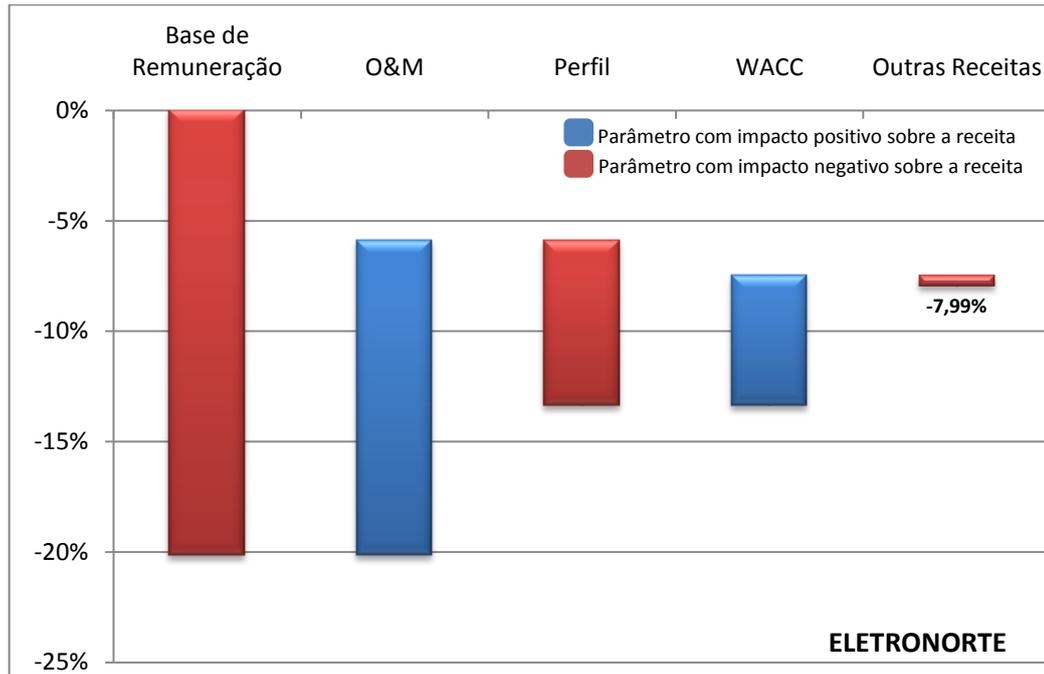


Figura 5.13: Decomposição do IRT da ELETRONORTE na 1ª RTP

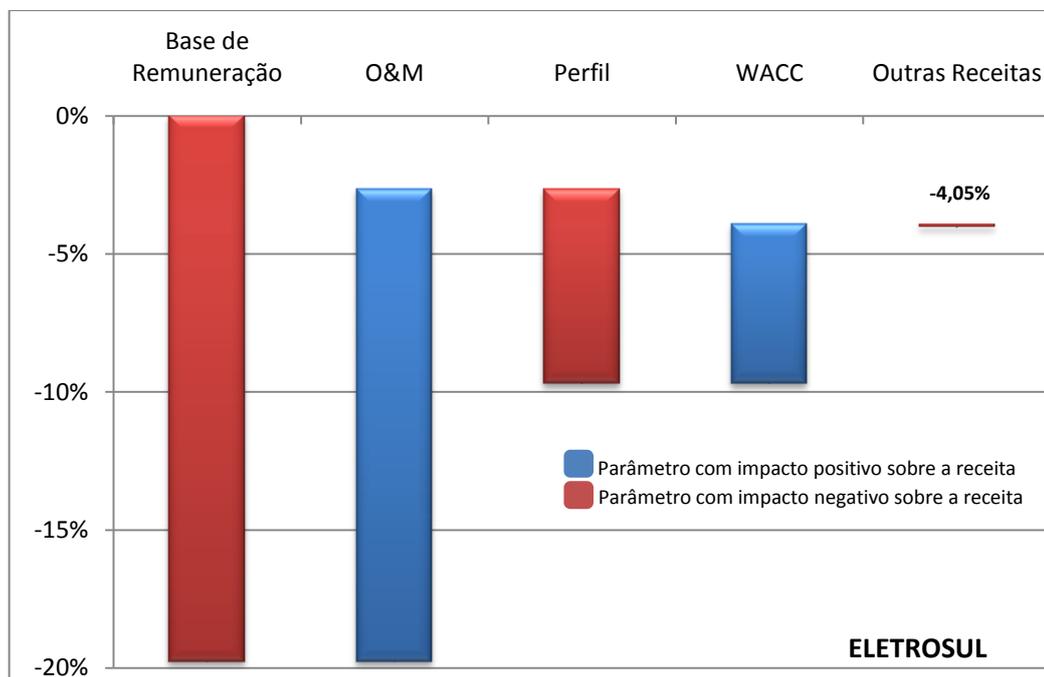


Figura 5.14: Decomposição do IRT da ELETROSUL na 1ª RTP

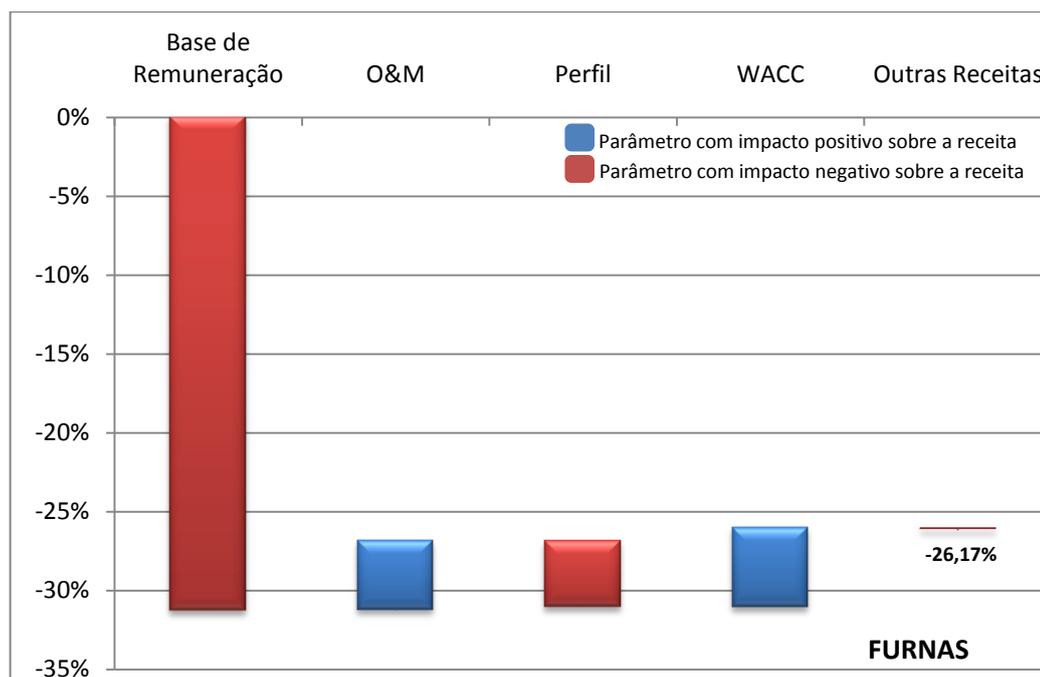


Figura 5.15: Decomposição do IRT de FURNAS na 1ª RTP

5.2 SEGUNDO CICLO DE REVISÕES TARIFÁRIAS

Em dezembro de 2009, a Resolução Normativa nº 386/2009 estabeleceu as metodologias e critérios adotados no segundo ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de transmissão.

Além das concessionárias que já haviam tido a receita atualizada por ocasião do 1º ciclo, também foram submetidas ao processo de revisões duas novas **concessionárias existentes** (AFLUENTE e EVRECY), cuja revisão assemelha-se à CEMIG (aplicada sobre toda a base de ativos), e, ainda, onze novas **concessionárias licitadas**, cujos reforços em instalações de transmissão foram autorizados mediante Resolução.

Das Figuras 5.2 e 5.3 mostradas anteriormente, observa-se que na 2ª RTP a receita associada aos reforços em concessionárias licitadas era significativamente inferior à receita das concessionárias existentes, situação que permanece até os dias atuais. Em geral, os reforços executados por concessionárias licitadas caracterizam-se por apenas um novo elemento na rede, por exemplo: transformador, reator, ou, muitas vezes, pequenas adequações nas unidades modulares já existentes, em virtude de alguma alteração da configuração do SIN. Assim, o reduzido número de reforços autorizados justifica os pequenos montantes de receita atribuídos às licitadas (quando comparadas às existentes).

No segundo ciclo de revisões tarifárias das **concessionárias existentes** o principal objeto era o reposicionamento da **receita anual permitida (RAP) vigente em 30 de junho de 2009**, que poderia ser segregada em dois tipos distintos:

- Receita estabelecida no 1º ciclo de revisões tarifária, calculada sob a égide da Resolução nº 257/2007, que abrangia os reforços em operação comercial até 30 de junho de 2005, ou seja, já submetidos à primeira revisão e;
- Receita associada a reforços autorizados, cuja operação comercial ocorreu após a primeira revisão, independente da data de publicação da Resolução Autorizativa.

Inicialmente, torna-se necessário detalhar o segundo item acima mencionado: após a primeira revisão tarifária, realizada em 2007, as autorizações de reforços em instalações de transmissão passaram a ser calculadas com base nos parâmetros e critérios adotados naquele momento¹¹, todavia, considerando que a primeira revisão tarifária foi **retroativa** a 2005, existe um intervalo (2005 a 2007) em que os reforços continuaram a ser autorizados com os critérios e parâmetros iniciais, ou seja, exatamente como nas primeiras autorizações conduzidas pela ANEEL, para as quais se adotavam: perfil degrau, referenciais de preços do relatório da Eletrobrás (custo-padrão), custos de O&M iguais a 1%, entre outros.

Além disso, é relevante esclarecer que os ativos em operação entre 2005 e 2007 não constituíram a Base de Remuneração do 1º ciclo, pois sua operação comercial ocorreu **após o marco contratual da primeira revisão** (1º de julho de 2005), mesmo que sua autorização tenha sido anterior a essa data. Assim, para fins do segundo ciclo de revisão tarifária, a receita associada aos **reforços autorizados** deve ser ainda segregada:

- Até 2007: parcelas de receita calculadas com perfil degrau (e os demais parâmetros iniciais vigentes à época das primeiras autorizações); e
- Após 2007: parcelas de receita calculadas com perfil plano, às quais foram aplicados todos os referenciais adotados na 1º RTP.

A Figura 5.16, a seguir, ilustra os principais marcos regulatórios e a evolução dos métodos adotados nas autorizações das concessionárias de transmissão de energia elétrica:

¹¹ As razões para a atualização dos métodos de autorização de reforços foi detalhada na seção 4.3.



Figura 5.16: Evolução do escopo da revisão tarifária periódica na transmissão

Assim, no segundo ciclo de revisões tarifárias qualquer avaliação mais detalhada sobre o impacto da alteração dos parâmetros regulatórios na RAP das concessionárias existentes deverá atentar às diferentes metodologias de formação das receitas vigentes. Por este motivo, apresenta-se na Tabela 5.6, a seguir, a composição das receitas vigentes para as concessionárias existentes até a realização da 2ª RTP:

Tabela 5.6: Receita vigente até segunda revisão tarifária (concessionárias existentes)

	Receita obtida da 1ª RTP	% total	Reforços autorizados (perfil degrau)	% total	Reforços autorizados (perfil plano)	% total	Receita vigente
CEEE	77.243.394,54	73,9%	26.971.145,68	25,8%	291.289,36	0,3%	104.505.829,58
CHESF	199.172.333,24	70,3%	76.310.799,49	26,9%	7.748.235,04	2,7%	283.231.367,77
COPEL	110.823.851,91	65,9%	51.230.047,56	30,5%	6.124.752,56	3,6%	168.178.652,03
CTEEP	117.492.610,42	29,3%	242.528.603,16	60,4%	41.434.690,55	10,3%	401.455.904,13
ELETRONORTE	121.402.791,38	65,1%	60.546.992,33	32,4%	4.679.923,21	2,5%	186.629.706,92
ELETROSUL	209.745.041,33	56,7%	123.071.496,11	33,3%	37.254.623,51	10,1%	370.071.160,95
FURNAS	479.966.763,19	82,2%	102.900.628,34	17,6%	1.149.449,60	0,2%	584.016.841,13

Com exceção da CTEEP, que teve número relevante de reforços autorizados até 2007 (perfil degrau), observa-se que no momento da segunda revisão tarifária a base de ativos das concessionárias existentes era majoritariamente composta das instalações de transmissão já submetidas ao primeiro ciclo de revisões, em média igual a 63,3%.

Além disso, as autorizações em perfil degrau (e demais parâmetros iniciais), realizadas até 2007, perfaziam, em média, 32,4% da receita vigente, enquanto os reforços em perfil plano, autorizados após 2007, compunham parte minoritária da receita (4,3%).

Obviamente, a segregação acima se aplica somente àquelas concessionárias que foram submetidas a 1º revisão em 2007, ou seja, as concessionárias existentes. Assim, embora se trate de 2º ciclo de revisões, para as **concessionárias licitadas** foi realizada apenas a **primeira revisão tarifária periódica**, pois não há nenhuma empresa licitada entre as revisadas na 1ª RTP. Para estes casos, conforme dispõe a Resolução nº 386/2009, esteve sujeita à reavaliação toda **receita atribuída aos reforços em operação comercial até 30 de junho de 2010**, já que para as licitadas a data de revisão é 1º de julho de 2010.

Assim, o objetivo dos próximos itens é apresentar os novos parâmetros regulatórios adotados no processo do 2º ciclo de revisões tarifárias e os seus impactos sobre a receita vigente:

5.2.1 Base de Remuneração

Conforme mencionado na seção 5.1.1, em 2007 foi estabelecido o Custo de Referência ANEEL, para fins de avaliação da Base de Remuneração das concessionárias de transmissão na primeira revisão tarifária periódica. A mencionada referência de custos foi, inclusive, utilizada em processos de autorização instruídos após a 1ª RTP.

Todavia, em 2008, foi realizado novo levantamento de custos e módulos, resultando em novo Banco de Preços Referenciais. Um dos seus principais objetivos era a criação de uma referência regulatória de custos que se apresentasse mais independente das informações advindas de agentes regulados.

Vale lembrar que o Custo de Referência (resultado da 1ª RTP) havia atualizado somente parte do antigo custo-padrão utilizado nos processos iniciais de autorização, em especial ao que se refere aos preços de equipamentos principais e custos indiretos. Entretanto, este não alterou a estrutura modular ou os percentuais adotados pela Eletrobrás para definição dos componentes menores e custos adicionais, o que justificou a criação do novo Banco de Preços Referenciais a partir de novas diretrizes para elaboração de orçamentos em instalações de transmissão.

De fato, a nova referência de preços promoveu o aperfeiçoamento dos quantitativos que compõem as unidades modulares e a própria estrutura adotada anteriormente. Outro progresso foi a regionalização dos custos de transporte associados às regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul.

Ainda, um importante aperfeiçoamento foi a utilização de novos índices de atualização para preços de equipamentos e materiais, realizados anteriormente pela variação do IGP-M, ou, mais recentemente, por uma composição entre IGP-M e o dólar. Assim, foram estabelecidas cestas de índices que representassem, de forma mais adequada, a variação de cada componente de custo nas unidades modulares que compõem o Banco de Preços, por exemplo: variação de produtos industriais (máquinas, aparelhos e materiais elétricos, entre outros), variação de custos associados à mão de obra, etc.

As Figuras a seguir apresentam exemplos do novo Banco de Preços Referenciais aprovado em 2008. Observe-se que os itens que compõem as unidades modulares de subestação são apresentados de forma mais detalhada que nos demais modelos. Para linhas de transmissão foi mantida a referência de custos, em R\$/km, mas a formulação dos preços foi aprimorada no novo método.

Tipo			Cabo condutor (CAA)				Cabo pára-raios			CCI	Custo ANEEL (R\$/km) NORTE	Custo ANEEL (R\$/km) NORDESTE	Custo ANEEL (R\$/km) CENTRO-OESTE	Custo ANEEL (R\$/km) SUDESTE	Custo ANEEL (R\$/km) SUL
Estruturas	Circuito	Fundação	Nº cabos por fase	(AWG/MCM)	(mm ²)	(mm ²)	Bitola (mm)	Código	Nº						
AA	CS	G	1	636.0	321,84	Grosbeak	9.15	Aço 3/8	2	III	245.626,88	247.468,32	251.338,06	271.343,09	273.797,78
AA	CS	G	1	795.0	402,56	Drake	9.15	Aço 3/8	2	III	259.911,26	261.466,52	265.081,42	285.631,86	287.583,21
AA	CD	G	1	636.0	321,84	Grosbeak	9.15	Aço 3/8	2	III	386.695,04	386.275,50	389.563,32	412.180,01	411.432,25
AA	CD	G	1	795.0	402,56	Drake	9.15	Aço 3/8	2	III	414.576,91	413.598,73	416.389,28	440.070,63	438.339,95
AA	D1	G	1	636.0	321,84	Grosbeak	9.15	Aço 3/8	2	III	312.064,43	312.787,38	317.090,68	336.601,89	337.995,54

Figura 5.17: Modelo Banco de Preços Referenciais da ANEEL para módulos de LTs (R\$/km)

EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço Unitário - Ref. 06/2009						Montagem %
			Brasil	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	
Disjuntor	unid.	1	292.039,44	296.720,47	294.904,80	293.259,35	285.769,70	289.514,52	1%
Chave seccionadora c/ LT	unid.	1	94.320,78	95.832,62	95.246,21	94.714,77	92.295,82	93.505,30	8%
Chave seccionadora s/ LT	unid.	3	52.014,88	52.848,61	52.525,23	52.232,16	50.898,18	51.565,17	8%
Transformador de potencial capacitivo	unid.	3	56.458,97	57.363,94	57.012,92	56.694,81	55.246,87	55.970,84	5%
Transformador de corrente	unid.	3	65.857,27	66.912,88	66.503,43	66.132,37	64.443,39	65.287,88	5%
Pára-raios	unid.	3	17.249,57	17.526,06	17.418,82	17.321,63	16.879,24	17.100,44	3%
Sistema de comunicação e telecomunicações	unid.	1	583.930,21	570.953,99	570.953,99	570.953,99	603.394,55	603.394,55	0%
Painel 1 Proteção Principal (Unitária e Retaguarda)	unid.	1	61.755,37	62.891,88	62.891,88	62.891,88	60.204,19	59.897,02	5%
Painel 1 Proteção Unitária	unid.	0	72.411,73	71.506,30	71.506,30	71.506,30	71.970,62	75.569,15	5%
Painel 1 Unidade Controle	unid.	1	48.274,49	47.670,86	47.670,86	47.670,86	47.980,42	50.379,44	5%
Painel 2 Proteção Alternada (Unitária e Retaguarda)	unid.	1	61.755,37	62.891,88	62.891,88	62.891,88	60.204,19	59.897,02	5%
Painel 2 Proteção Retaguarda	unid.	0	96.548,98	95.341,73	95.341,73	95.341,73	95.960,83	100.758,87	5%
Painel 2 Proteção Barra - Unidade de Bay	unid.	1	84.480,35	83.424,01	83.424,01	83.424,01	83.965,73	88.164,01	5%
Painel 2 Unidade de falha de disjuntor	unid.	1	72.411,73	71.506,30	71.506,30	71.506,30	71.970,62	75.569,15	5%
Painel 2 RDP	unid.	1	42.240,18	41.712,01	41.712,01	41.712,01	41.982,86	44.082,01	5%
Painel Único Proteção Unitária	unid.	0	72.411,73	71.506,30	71.506,30	71.506,30	71.970,62	75.569,15	5%
Painel Único Proteção Retaguarda	unid.	0	96.548,98	95.341,73	95.341,73	95.341,73	95.960,83	100.758,87	5%
Painel Único Unidade de Proteção e Controle	unid.	0	72.411,73	71.506,30	71.506,30	71.506,30	71.970,62	75.569,15	5%
Suporte - Chave seccionadora c/ LT (6 unid./equip.)	kg	1320	18,46	18,80	18,43	18,09	18,81	18,15	25%
Suporte - Chave seccionadora s/ LT (6 unid./equip.)	kg	3960	18,46	18,80	18,43	18,09	18,81	18,15	25%
Suporte - Transformador de potencial (1 unid./equip.)	kg	660	18,46	18,80	18,43	18,09	18,81	18,15	25%
Suporte - Transformador de corrente (1 unid./equip.)	kg	660	18,46	18,80	18,43	18,09	18,81	18,15	25%
Suporte - Pára-raios (1 unid./equip.)	kg	660	18,46	18,80	18,43	18,09	18,81	18,15	25%
Suporte - Coluna isolador pedestal (1 unid./equip.)	kg	1980	18,46	18,80	18,43	18,09	18,81	18,15	25%
Cabos de controle e potência EL	m	9684	9,44	9,62	9,42	9,25	9,62	9,28	30%
Coluna isolador de pedestal	unid.	9	334,78	328,34	328,34	328,34	347,00	341,87	12%
Cabo nú / Tubo	kg	1440	9,34	9,51	9,32	9,15	9,52	9,18	25%
Conectores / Espaçadores	unid.	86	404,44	412,06	403,80	396,46	412,20	397,65	25%
Conector suporte de barramento deslizante	unid.	0	335,03	341,35	334,51	328,43	341,46	329,41	25%
Conector tubo-chapa de expansão	unid.	0	1.293,10	1.317,49	1.291,08	1.267,61	1.317,93	1.271,41	25%
Conector derivação tubo - 2 cabos	unid.	0	424,98	432,99	424,32	416,60	433,14	417,85	25%
Espaçador 2 cabos	unid.	0	109,93	112,01	109,76	107,76	112,04	108,09	25%
Disjuntor	m³	3,39	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	0%
Chave seccionadora c/ LT	m³	3,48	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	0%
Chave seccionadora s/ LT	m³	10,44	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	0%
Transformador de potencial capacitivo	m³	3,93	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	0%
Transformador de corrente	m³	3,93	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	0%
Pára-raios	m³	3,93	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	0%
Coluna isolador de pedestal	m³	5,22	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	0%
2 Pórticos (2 colunas + 2 Vigas)	kg	17960	4,82	4,91	4,81	4,73	4,91	4,74	25%
Cadeia completa ancoragem (simples)	cj	12	1.662,70	1.630,73	1.630,73	1.630,73	1.723,39	1.697,92	12%
Cadeia completa suspensão (simples)	cj	6	603,14	591,55	591,55	591,55	615,92	625,16	12%
2 Pórticos (2 colunas + 2 Vigas)	m³	51,04	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	2.268,82	0%
			Brasil	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 4% da soma de obras civis e montagem eletromecânica			14.470,01	14.571,48	14.476,14	14.391,21	14.508,29	14.402,76	
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)			2.715.503,40	2.726.720,80	2.710.164,23	2.695.339,29	2.719.251,83	2.725.943,19	
COMISSIONAMENTO (R\$) - 2% do valor do custo direto básico			54.310,07	54.534,42	54.203,28	53.906,79	54.385,04	54.518,86	
ENGENHARIA (R\$) - 1% do valor do custo direto básico			27.155,03	27.267,21	27.101,64	26.953,39	27.192,52	27.259,43	
ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 2% do valor do custo direto básico			54.310,07	54.534,42	54.203,28	53.906,79	54.385,04	54.518,86	
CUSTO DIRETO (R\$) - Soma do custo direto básico, comissionamento, eng. e adm. local			2.851.278,57	2.863.056,84	2.845.672,45	2.830.106,25	2.855.214,42	2.862.240,34	
EVENTUAIS (R\$) - 3% do valor dos custos diretos			85.538,36	85.891,71	85.370,17	84.903,19	85.656,43	85.867,21	
CUSTO INDIRETO (R\$) - Adm. central e/ou regional do empreendimento - 2% CD			57.025,57	57.261,14	56.913,45	56.602,13	57.104,29	57.244,81	
VALOR TOTAL (R\$)			2.993.842,50	3.006.209,68	2.987.956,07	2.971.611,56	2.997.975,15	3.005.352,36	

Figura 5.18: Modelo Banco de Preços Referenciais da ANEEL para módulos de manobra (R\$)

Todavia, embora tenha representado grande avanço na construção de uma estrutura adequada para valoração do conjunto de instalações de transmissão autorizadas, restava uma nova avaliação dos **preços de equipamentos principais**, o que não foi realizado em 2008. Essa atualização permitiria que a nova ferramenta se tornasse adequada para a composição, a valores atuais, das BRRs das concessionárias de transmissão no processo do segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

Considerando a utilização de custos médios para composição de um referencial regulatório adequado e que este método já havia sido aplicado no 1º ciclo, foi realizado, então, novo levantamento de Notas Fiscais e Contratos adquiridos pelas próprias concessionárias em período recente (2005 a 2009). Ocorre que, dentre todos os dados analisados, foram consideradas, inclusive, as informações enviadas para elaboração do Custo de Referência, aplicado para fins da 1ª RTP, o que tornou a amostra de dados ainda mais robusta e confiável. Portanto, o resultado obtido no novo Bando de Preços Referenciais da ANEEL, para fins do 2º ciclo, é a combinação de uma nova estrutura modular (e todos os seus aprimoramentos: regionalização, componentes menores, custos adicionais, cestas de índices, etc.) e os novos preços médios realizados pelas empresas nos últimos anos.

A Figura 5.19, a seguir, apresenta comparação do novo Banco de Preços Referenciais e do Custo de Referência ANEEL. Para níveis de tensão mais baixos (69, 138 e 230 kV) observa-se redução nos valores das unidades modulares, enquanto para níveis de tensão superiores a 345 kV observa-se acréscimo.

Sabe-se, ainda, que uma parcela não desprezível da receita em análise foi autorizada em perfil degrau, ou seja, para qual se utilizou o custo-padrão Eletrobrás. Portanto, é necessário compará-lo também à nova referência de preços, de modo a esclarecer os seus impactos sobre o resultado final, conforme se apresenta a seguir. Nesse caso, a diferença de preços torna-se ainda mais evidente.

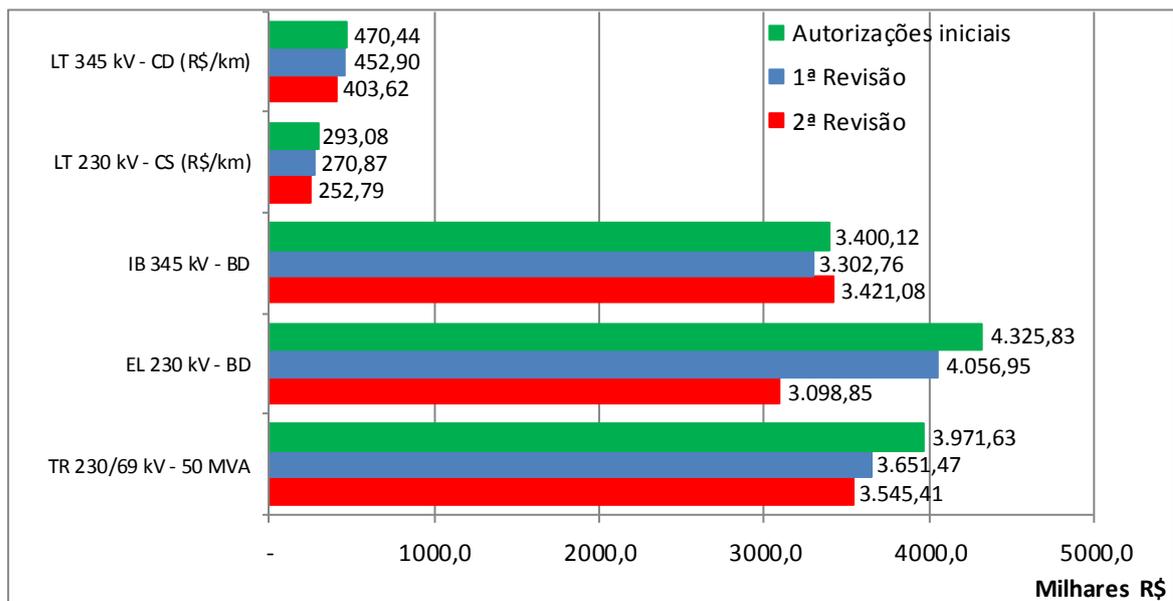


Figura 5.19: Comparação entre referenciais regulatórios para valoração de unidades modulares

Assim, os efeitos da aplicação da nova referência de preços na Base de Remuneração das concessionárias de transmissão no 2º ciclo podem ser bastante variados, pois dependem da formação da receita vigente, conforme já tratado.

Inicialmente, quanto à aplicação deste novo modelo à base de ativos em operação comercial, cabe ressaltar que a Resolução nº 386/2009 definiu que a Base de Remuneração calculada no 1º ciclo para as concessionárias existentes não seria objeto de reavaliação na segunda revisão tarifária, permanecendo fixos os valores já homologados, exceto por uma atualização pelo IGP-M. Isso porque os ativos já foram valorados por uma referência de preços que refletia as condições de mercado à época, tornando desnecessária uma reavaliação neste momento.

Assim, na BRR da 2ª RTP seriam objetos de avaliação apenas os reforços autorizados: (i) entre 2005 e 2007, com perfil degrau e custo-padrão Eletrobrás, e; (ii) após 2007, com perfil plano e Custo de Referência ANEEL.

Como resultado desta avaliação, para as autorizações realizadas entre 2005 e 2007 observa-se uma redução significativa da BRR, o que já era esperado, pois este mesmo efeito foi verificado quando da 1ª RTP, que substituiu o custo-padrão Eletrobrás por uma nova referência de preços, situação análoga à verificada para estes ativos. Naquele momento, conforme abordado na seção 5.1.5, a alteração da BRR foi a principal responsável pelo reposicionamento, o que ratifica os resultados agora encontrados.

Já para o conjunto de instalações cujas receitas foram autorizadas pelo Custo de Referência, ou seja, após 2007, não houve variações relevantes, apesar de se observar algumas alterações positivas para determinados ativos. Em geral, os acréscimos observados nos níveis de tensão superiores não foram compensados pela redução nos níveis inferiores, resultando em incremento desta base. No entanto, considerando que este universo de instalações de transmissão é reconhecidamente inferior aos demais, pode-se dizer que seu impacto foi muito reduzido na BRR final.

Assim, observa-se que o resultado final da valoração da Base de Remuneração se manteve em patamares equivalentes aos investimentos vigentes¹² (equivalente à soma da Base do 1º ciclo e dos investimentos autorizados nos períodos inter-revisões). Apesar de se verificar alterações nos reforços autorizados, a BRR do 1º ciclo não foi modificada, conforme dispositivo normativo, sendo sua participação muito significativa sobre a base total.

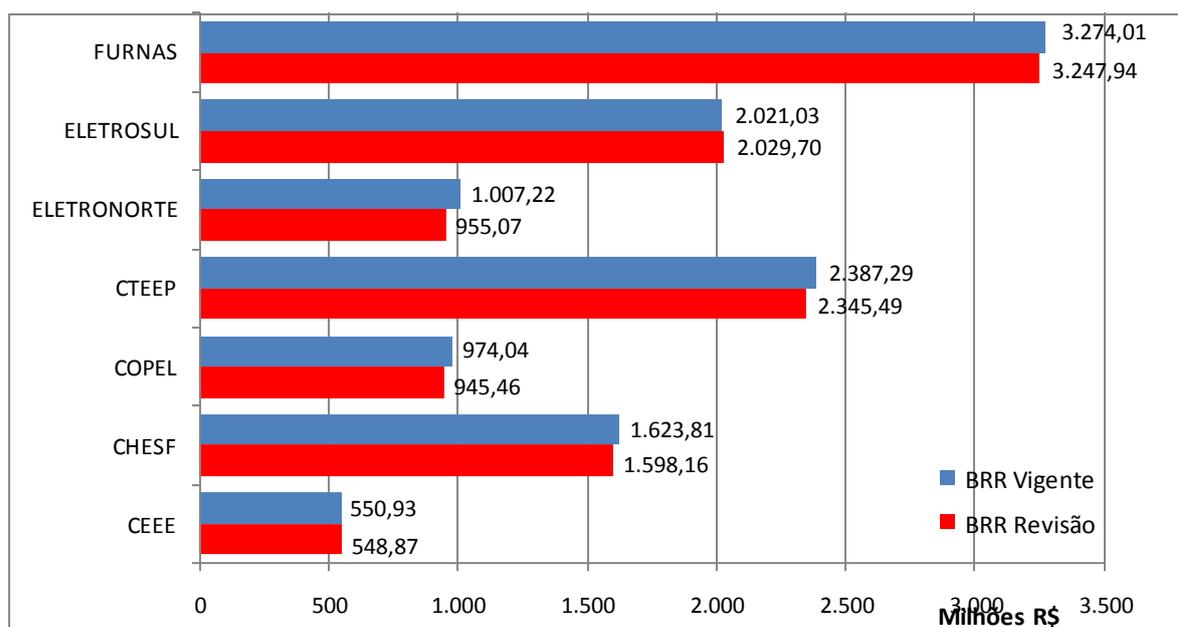


Figura 5.20: Efeito do Custo de Referência ANEEL nas Bases de Remuneração no 2º ciclo

Os resultados da alteração na Base de Remuneração serão apresentados de forma mais detalhada na seção 5.2.5 (Resultados), mas já é possível concluir que estes são bem modestos quando comparados àqueles obtidos no 1ª RTP.

¹² Novamente, em função da dificuldade no levantamento do investimento associado a cada uma das autorizações das concessionárias de transmissão, este foi estimado a partir da receita vigente para os reforços, além dos parâmetros adotados nos processos de autorização realizados até esta data. Já para as instalações submetidas à 1ª revisão tarifária, foram considerados os valores homologados na Base de Remuneração Regulatória.

5.2.2 Remuneração e Depreciação

A estrutura de capital, os custos de capital próprio (r_p) e de terceiros (r_d), bem como as alíquotas de impostos são apresentados na Tabela 5.7, a seguir:

Tabela 5.7: Parâmetros para cálculo da remuneração na 2ª revisão tarifária

Parâmetro regulatório	Valor
Estrutura de Capital Próprio (P)	36,45%
Estrutura de Capital de Terceiros (D)	63,55%
Custo de Capital Próprio Nominal (r_p)	13,74%
Custo de Capital de Terceiros Nominal (r_p)	12,25%
Inflação média no período analisado	2,71%
Alíquota de IRPJ (%)	25%
Alíquota de CSLL (%)	9%
WACC nominal (depois de impostos)	10,15%

Assim, o WACC real (depois de impostos) aplicado na segunda revisão tarifária periódica resultou em 7,24%. Importante verificar a acentuada redução do percentual de remuneração aplicado no 1º ciclo, que é a principal responsável pelos resultados encontrados no 2º ciclo, conforme será visto na seção 5.2.5 (Resultados).

Finalmente, para as taxas de depreciação, foi mantido o cálculo da taxa média de depreciação ponderada (TMDC), no entanto, foram atualizados os novos custos conforme Banco de Preços Referenciais da ANEEL e adotadas as taxas de depreciação de cada unidade modular definidas na Resolução Normativa nº 367, de 02 de junho de 2009.

5.2.3 Custos Operacionais

A seção 5.1.3 (Custos Operacionais) apresentou a metodologia aplicada no 1º ciclo de revisões tarifárias que estabeleceu os custos operacionais reconhecidos nas receitas atribuídas a reforços autorizados.

O método utilizado no segundo ciclo é análogo ao adotado na primeira revisão, todavia, alguns aperfeiçoamentos mostraram-se necessários ao longo do estudo realizado. Novamente, foi utilizado o DEA, pois este permite que as empresas sejam comparadas com outras similares de modo a verificar seus comportamentos e quantificar seu nível de eficiência, ou seja, se produzem mais produtos a partir de menores insumos ou não.

A primeira alteração no modelo foi na segregação dos custos contábeis entre custos de O&M e custos administrativos. Ela teve fundamental importância no 1º ciclo, pois foram considerados adicionais de custos administrativos apenas às concessionárias cuja base de instalações autorizadas era relevante em relação à base total de ativos. Contudo, logo de início, observou-se no 2º ciclo que a relação de reforços autorizados era significativamente superior à da primeira revisão e, ainda, bem relevante sobre o total de ativos, o que justificaria incremento de custos administrativos a todas as concessionárias existentes. Por isso, não foi necessário segregar os custos contábeis para elaboração do estudo.

Ainda, as concessionárias licitadas, que são de pequeno porte, não foram incluídas na análise de eficiência por uma limitação do modelo, pois sua consideração poderia causar distorções na estimativa da eficiência das concessionárias existentes, que são, em sua grande maioria, de grande porte. Assim, a partir dos resultados de eficiência obtidos para as concessionárias existentes foram traçadas métricas que possibilitaram a definição dos custos operacionais eficientes às concessionárias licitadas.

O estudo partiu dos custos contábeis correspondentes ao PMS nos anos de **2002 a 2008**. Atualmente, os custos contábeis são segregados nas contas de pessoal, material, serviços de terceiros e outros (PMSO). No entanto, pela dificuldade da fiscalização da conta Outros, que pode incluir custos que não são afetos à atividade regulada, esta foi analisada em separado das demais, ou seja, não foi incluída no modelo.

Além disso, de modo a se estimar o nível de produtos de cada concessionária, foram mantidos os dados físicos e sua evolução no período proposto (2002 a 2008): **extensão total da rede** (em km), **número de transformadores** e **potência instalada de transformação** (MVA) e **número de unidades modulares de subestação** (soma de EL, IB e CT).

Finalmente, a grande modificação realizada entre os dois ciclos deve-se ao cálculo do parâmetro de eficiência das concessionárias em dois estágios:

O **primeiro estágio** é análogo ao modelo adotado no 1º ciclo, ou seja, foi realizada estimativa dos parâmetros de eficiência a partir do modelo DEA. Todavia, conforme já mencionado em seções anteriores, parte do grau de ineficiência medido neste primeiro estágio pode corresponder a condições de atuação adversas, o que justificaria uma parcela adicional de custos, pois estas fogem à gerência da concessionária.

A correção realizada no 1º ciclo para esta limitação do método, por meio da normalização, possui significativas desvantagens, pois pode beneficiar concessionárias com custos excessivamente elevados. Assim, a definição do patamar entre 80% e 100% poderia ter um resultado oposto ao desejado inicialmente e incluir como adversidade determinada situação que é de exclusiva responsabilidade da concessionária e não deve ser considerada na atividade regulada. A melhor solução seria incluir as tais variáveis que respondem pelo acréscimo de custos ao modelo de *benchmarking*. Claro que não é razoável elaborar uma lista exaustiva de todas as variáveis possíveis, mas é coerente o levantamento das principais responsáveis pelo acréscimo dos custos operacionais.

Assim, com fins de aprimorar o modelo da 1ª RTP, foi definido um **segundo estágio**, que permitiu que fossem incluídas variáveis que, notadamente, afetam o custo operacional de uma concessionária de transmissão: as variáveis ambientais. Em outras palavras, a análise comparativa de desempenho também quantificou as principais diferenças encontradas nos ambientes em que cada firma atua, tornando, desta forma, o modelo mais robusto.

As variáveis ambientais consideradas no estudo foram: (i) nível médio de **remuneração** (nível salarial da sede); (ii) nível médio de **tensão** (média ponderada entre a extensão das linhas de transmissão e seu nível de tensão); e (iii) **dispersão** da rede (área de atuação, em km²). Para cada uma destas variáveis foi identificado seu peso no nível de eficiência de uma concessionária de transmissão.

Em resumo, para a firma que opera em ambiente mais adverso que a média, seu parâmetro de eficiência foi corrigido para cima, tornando-a mais eficiente no estudo, pois este foi subestimado quando da realização do 1º estágio, ou seja, parte do que foi inicialmente interpretado como ineficiência é, na verdade, resultado do meio adverso em que atua.

A mesma análise ocorreu para a firma em ambiente mais favorável que a média das demais, ou seja, parte do que foi interpretado como eficiência na operação e manutenção das instalações de transmissão é agora identificado como um ambiente vantajoso, o que favorece na redução dos custos e, por isso, não deve ser reconhecido, pois não corresponde à eficiência da firma e, sim, ao meio. Neste caso, o parâmetro de eficiência foi reduzido em relação ao 1º estágio.

Desta forma, os parâmetros de eficiência obtidos pela aplicação do método DEA (1º estágio) e seus valores corrigidos (2º estágio) são apresentados na Tabela 5.8.

Novamente, como não é possível segregar os custos contábeis por tipo de instalação (nova, RBNI, ou existente, RBSE) e considerando que o estudo é realizado sobre os custos (e dados físicos) totais da empresa, é necessário conhecer a participação das novas instalações sobre toda base de ativos. Ao comparar este percentual àquele obtido na 1ª RTP (Tabela 5.2) nota-se o elevado crescimento de instalações autorizadas entre os ciclos:

Tabela 5.8: Parâmetros para cálculo dos custos operacionais na 2ª RTP

	Parâmetro de Eficiência (1º estágio)	Parâmetro de Eficiência Corrigido (2º estágio)	% novas instalações sobre total
CEEE	72,79%	74,11%	12,33%
CHESF	54,85%	42,25%	8,58%
COPEL	100%	98,49%	32,66%
CTEEP	100%	100%	9,92%
ELETRONORTE	21,70%	55,47%	15,36%
ELETROSUL	56,75%	69,10%	26,68%
FURNAS	57,63%	68,75%	12,62%

Assim, o cálculo dos custos operacionais eficientes no 2º ciclo de revisões tarifárias foi dado pela formulação apresentada a seguir:

$$\text{Custos Operacionais Eficientes} = \text{Custo Total} \times \theta \times \eta + \text{Outros} \quad (5.4)$$

Onde:

Custo Total: custos contábeis realizados (contas de Pessoal, Material e Serviços);

θ : parâmetro de eficiência corrigido (após 2º estágio);

η : participação das novas instalações sobre toda base de ativos;

Outros: outros custos operacionais associados às novas instalações.

A parcela Outros representa a participação desta conta contábil em relação ao PMSO de cada empresa, aplicado ao custo operacional eficiente, considerando que trata-se apenas de novas instalações de transmissão (η).

A Figura 5.21, a seguir, apresenta os resultados reconhecidos na segunda revisão tarifária a título de custos operacionais. Os valores são relacionados por concessionária e foram calculados como um percentual em relação à Base de Remuneração. São apresentados

também os valores definidos nos processos iniciais de autorização (1%) e a média encontrada no 1º ciclo de revisões (2,72%) para facilitar a comparação entre os métodos:

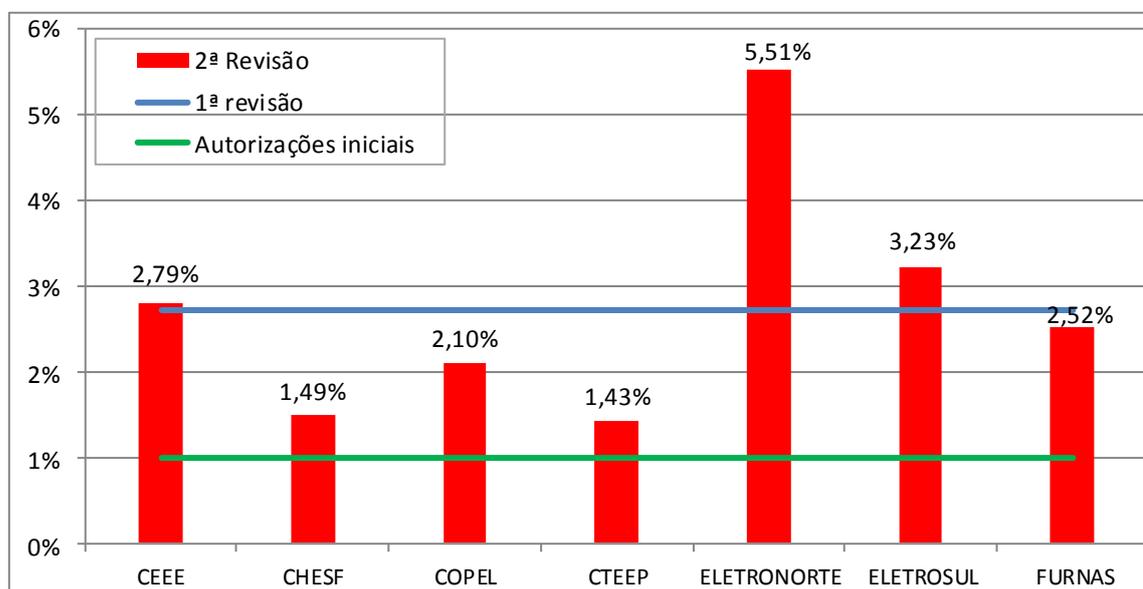


Figura 5.21: Custos operacionais admitidos na 2ª RTP (em relação à Base de Remuneração)

Após a exclusão dos *outliers*, o percentual de custos operacionais resultante desta revisão é igual a 2% em relação à Base de Remuneração Regulatória. Este mesmo percentual foi adotado na revisão tarifária das concessionárias licitadas, corrigindo a limitação do método na inclusão de pequenas empresas na amostra.

Observa-se que a média obtida na 2ª RTP está acima do patamar estabelecido nas autorizações iniciais, o que ocasionará aumento para este tipo de receita (importante lembrar que uma parte dos ativos agora revisados foi autorizada entre 1º e 2º ciclos, ou seja, em perfil degrau e com parâmetros iniciais, 1% para O&M).

Todavia, quando comparados aos valores homologados na 1ª RTP, conforme Tabela 5.2, observa-se uma redução no percentual atribuído a determinadas concessionárias existentes: CEEE, CHESF, CTEEP e ELETROSUL. Assim, para essas empresas seu efeito poderá reduzir a nova RAP revisada, a depender do peso da BRR do 1º ciclo em relação às receitas autorizadas.

5.2.4 Cálculo da Receita Anual Permitida

No cálculo da receita na segunda revisão tarifária periódica foi mantido o perfil plano adotado no 1º ciclo. Ainda, foi aprimorado o cálculo da anuidade atribuída às novas

instalações, que representam as parcelas de remuneração e depreciação, e é calculada por um período igual à vida útil (regulatória) das instalações autorizadas. A esta anuidade soma-se as parcelas de custos operacionais e encargos setoriais, conforme equação (5.2), resultando na receita bruta que será homologada no processo de revisão tarifária.

A evolução no cálculo do custo anual das novas instalações (CAAE) visa aprimorar a forma real de pagamento de impostos à formulação utilizada para cálculo da receita. Isso porque o método de depreciação exerce influência significativa sobre os impostos a serem pagos no ciclo tarifário e, portanto, deve ser ajustado de modo a incorporar o disposto na legislação vigente, que é atualmente atendido pelas concessionárias em suas demonstrações contábeis.

Sabe-se que a fórmula de recuperação de capital (FRC) resulta em parcelas de remuneração e depreciação com evolução exponencial no decorrer do ciclo, sendo a parcela de depreciação crescente até o final do período tarifário, enquanto a remuneração é decrescente. Assim, a diferença no tratamento da depreciação em relação ao que determina a legislação brasileira (que a considera linear ao longo do período) impacta diretamente na apuração dos impostos, visto que um valor menor de depreciação no início do ciclo eleva a parcela de impostos que deve ser somada à receita líquida, com fins de se determinar a receita bruta da concessionária. Assim, por se tratar de um aumento da receita bruta logo no começo da série, o valor presente líquido do fluxo de receita durante o ciclo tarifário é maximizado, o que não é adequado.

Assim, o objetivo da nova formulação é ajustar um fluxo linear para a parcela de depreciação e somá-la anualmente às parcelas de remuneração líquida. O novo cálculo do CAAE é dado, portanto, pela equação a seguir:

$$CAAE = \sum_{i=1}^N \left[\frac{VNR_i \times r_{wacc}}{1-T} \times \left(\frac{1}{1 - (1 + r_{wacc})^{-TMDC}} - \frac{T}{r_{wacc} \times \frac{-1}{TMDC}} \right) \right] \quad (5.5)$$

Onde:

VNR_i: valor novo de reposição por unidade modular (com base no Banco de Preços Referenciais ANEEL);

N: número total de unidades modulares;

r_{wacc}: custo médio ponderado de capital depois dos impostos;

TMDC: taxa média de depreciação por unidade modular;

T: Tributos

CAAE: custo anual dos ativos elétricos associados às novas instalações (reforços).

Finalmente, de modo a exemplificar o novo cálculo da RAP, toma-se como exemplo o transformador trifásico, 230/69 kV, 100 MVA, e conexões associadas, apresentado nas seções 4.3.4 e 5.1.4 (Cálculo da Receita Anual Permitida). O objetivo é comparar a nova receita, calculada com os parâmetros adotados na segunda revisão tarifária, aos métodos utilizados no passado: autorizações de reforços (anteriores a 2007) e 1ª RTP. São relacionados, a seguir, os novos parâmetros de formação da receita (ref: junho/2009):

- Investimento regulatório total de R\$ 7,70 milhões, avaliado pelo novo Banco de Preços Referenciais;
- Taxa média de depreciação ponderada de 2,68%;
- Custos operacionais de 1,49% do investimento regulatório (R\$ 114,72 mil anuais); e
- WACC (depois de impostos) de 7,24%.

Assim, a nova receita anual permitida resulta em **R\$ 1,04 milhões** (ref: junho/2009). A Tabela 5.9, a seguir, apresenta a comparação entre as metodologias distintas:

Tabela 5.9: Comparação entre metodologias de cálculo da RAP (ref: junho/2009)

	Reforço autorizado	Receita 1ª RTP	Receita 2ª RTP
Investimento	8.815.878,41	8.051.319,98	7.699.107,28
O&M	1%	1,82%	1,49%
Perfil	degrau	plano	plano
Receita	R\$ 1.102.192,54	R\$ 1.149.658,57	R\$ 1.041.034,74
Referência de preços	junho/2004	junho/2005	junho/2009
Receita (jun/2009)	R\$ 1.445.954,28	R\$ 1.382.737,84	R\$ 1.041.034,74
IRT			-27,9%

Do IRT entre o 1º e 2º ciclos, o investimento regulatório contribui com redução de 4,0% no reposicionamento da RAP, enquanto os custos operacionais respondem a -2,5%. Finalmente, adequação da fórmula da RAP, conforme (5.5), além da aplicação do novo WACC apresenta efeito de -21,4% no IRT, totalizando os -27,9% apresentados na Tabela.

Dos resultados encontrados no exemplo anterior é possível verificar que a contribuição mais significativa na redução tarifária refere-se à forte alteração no WACC. Esse

comportamento será observado em quase a totalidade das concessionárias submetidas ao 2º ciclo, em especial, aquelas já submetidas ao primeiro: as **concessionárias existentes**.

5.2.5 Resultados

A Tabela 5.10, a seguir, apresenta a receita requerida das concessionárias de transmissão no 2º ciclo, a receita vigente (soma dos três tipos de receita existentes, quando houver, conforme Tabela 5.6) e o índice de reposicionamento tarifário (IRT):

Tabela 5.10: Resultado da segunda revisão tarifária

	Receita Requerida	Receita Vigente	IRT
ATE VII	151.358,03	183.896,24	-17,69%
CEEE	80.914.827,89	104.505.829,58	-22,57%
CELG	9.020.074,57	9.397.677,86	-4,02%
CHESF	219.303.453,72	283.231.368,19	-22,57%
CHESF_licitada ¹³	600.231,12	548.769,23	9,38%
COPEL	129.695.393,77	168.178.652,03	-22,88%
CTEEP	319.563.493,83	401.455.904,13	-20,40%
EATE	5.229.246,52	6.424.485,47	-18,60%
ELETRONORTE	175.734.884,11	186.629.706,92	-5,84%
ELETROSUL	317.641.953,05	370.071.160,95	-14,17%
ETAU	3.532.525,27	6.110.518,27	-42,19%
ETES	888.000,21	852.815,38	4,13%
EXPANSION	3.206.981,13	4.651.995,92	-31,06%
FURNAS	474.744.360,57	584.016.841,82	-18,71%
SC ENERGIA	16.652.665,61	20.308.528,86	-18,00%
SMTE	1.417.229,81	1.135.095,37	24,86%
STC	2.150.600,42	2.339.194,32	-8,06%
STE	1.305.526,19	1.200.320,34	8,76%
TSN	2.867.139,06	3.395.243,72	-15,55%

Para as concessionárias existentes, o índice de reposicionamento negativo permaneceu na ordem de 20%, com algumas exceções, que serão abordadas mais adiante. Como as empresas existentes possuem uma base muito diversificada de ativos, as alterações em determinados parâmetros podem compensar outras modificações, portanto, o comportamento entre estas é mais previsível e, em geral, não sofre muitas variações quando comparado às outras empresas equivalentes.

¹³ Observe a diferenciação entre as empresas CHESF e CHESF_licitada. Isso ocorre, pois se tratam de concessões distintas: a primeira refere-se à revisão nos reforços autorizados ao Contrato nº 061/2001, proveniente do processo de desverticalização (seção 3.1), e a segunda, aos reforços autorizados ao Contrato nº 007/2005, firmado após leilão (seção 3.2). Conforme já mencionado, a cada licitação são constituídos empresas ou consórcios distintos para um único fim: gerir a concessão objeto do certame. Desta forma, as instalações (e suas receitas) devem ser tratadas de forma separada, pois suas origens são diferenciadas.

Já para as licitadas esse mesmo padrão não é observado, pois se tratam de base muito pequena de ativos e, portanto, qualquer alteração nos parâmetros se manifesta de forma muito mais intensa. Por exemplo, em geral, estas empresas possuem apenas um elemento em sua base de ativos (transformador ou reator ou módulos de conexão, etc.), assim, enquanto o ativo de uma concessionária pode ter impacto significativo devido à alteração do Banco de Preços Referenciais, ocasionando redução tarifária, outra concessionária pode ser proprietária de apenas uma instalação que não sofreu alterações de preços, mas que pode ser fortemente atingida pela mudança nos custos operacionais, resultando em aumento da receita. De forma geral, isso explica os resultados tão diversos.

Apesar da Tabela 5.10 apresentar os resultados homologados para todas as concessionárias submetidas ao 2º ciclo, existentes ou licitadas, serão discutidos aqui apenas os resultados das **concessionárias existentes**, destacadas em negrito na Tabela, cuja receita é mais significativa sobre RBNI/RCDM total do Sistema Interligado Nacional, de 98% do total. Além disso, estas são as únicas empresas também submetidas ao primeiro processo de revisão, o que possibilita a comparação entre os ciclos.

Igualmente, é importante lembrar que a decomposição do índice de reposicionamento tarifário (IRT) do primeiro ciclo, apresentada na seção 5.1.5, revelou-se menos complexa, pois na autorização de reforços sempre eram empregados os mesmos parâmetros iniciais para formação da receita. Assim, naquela análise sabia-se que os processos de autorização de reforços sempre aplicavam: (i) as mesmas referências de investimento (custo-padrão Eletrobrás); (ii) o mesmo percentual associado ao O&M (1% do investimento regulatório); (iii) o mesmo perfil de cálculo da RAP (degrau); e, finalmente, (iv) o WACC igual a 8,40% (depois de impostos). Ou seja, as alterações observadas em cada um destes quatro parâmetros devido à revisão tarifária eram equivalentes a todas as parcelas de receita autorizadas, resultando em maior clareza na avaliação dos impactos obtidos no processo tarifário.

No entanto, para o segundo ciclo de revisões tarifárias, conforme já exaustivamente tratado nas seções anteriores, existem três metodologias distintas para a formação da receita autorizada vigente, que são apresentadas graficamente na Figura a seguir, construída a partir dos dados disponibilizados na Tabela 5.6.

A parcela referente à receita já submetida ao 1º ciclo é apresentada em vermelho, a receita autorizada antes de 2007 (perfil degrau) é apresentada em azul, enquanto, em verde, apresenta-se as autorizações após 2007 (perfil plano):

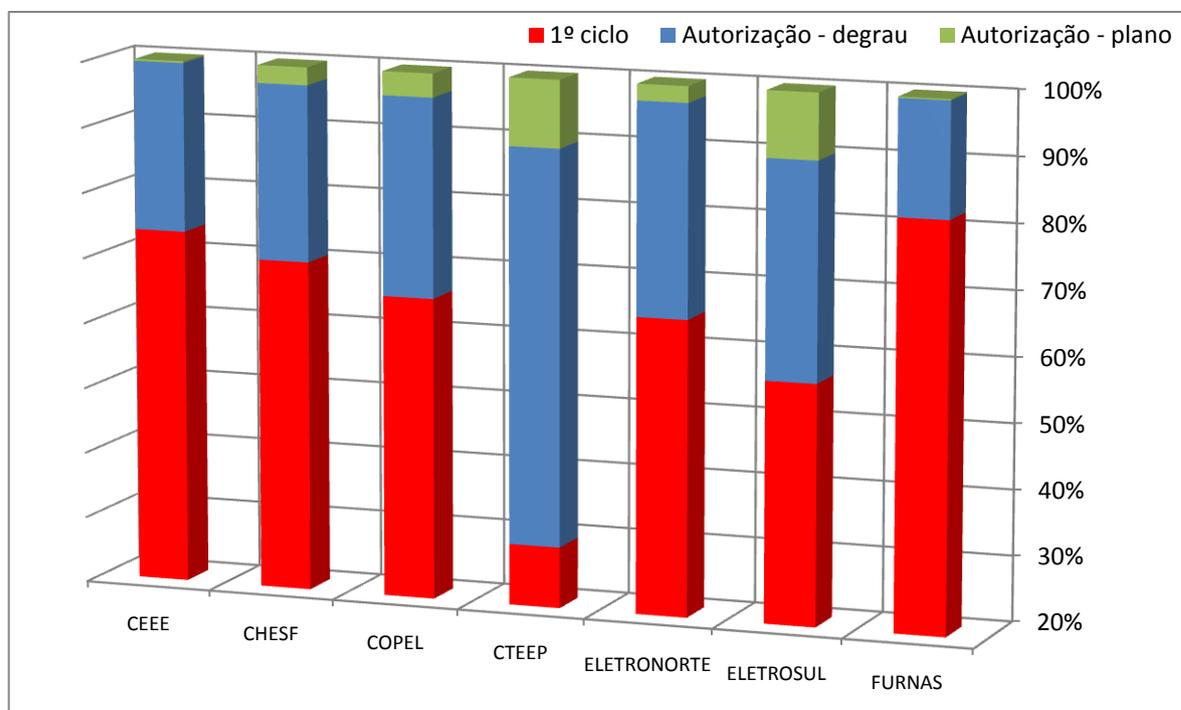


Figura 5.22: Receita vigente até segunda revisão tarifária (concessionárias existentes)

Como resultado, verifica-se que a CTEEP apresenta comportamento distinto das demais concessionárias, isso porque a parcela de sua receita resultante da primeira revisão é bem inferior ao número de reforços autorizados posteriormente, o que não ocorre para as demais empresas. Esta é a concessionária com maior número de reforços autorizados no período entre os ciclos, aproximadamente 70%, seguida pela Eletrosul, também bastante autorizada após 1ª revisão (43%), embora esse percentual seja significativamente inferior à primeira. Inclusive, estas também são as duas empresas com maior parcela de reforços somente autorizados após 2007 (perfil plano), de cerca de 10%, enquanto as demais apresentam percentual bem inferior (4%).

Assim, considerando uma composição tão distinta das receitas vigentes conclui-se que a análise simplificada apenas por parâmetro de formação da RAP, por exemplo: alteração da BRR ou dos custos de O&M, tal qual feito no 1º ciclo, não se apresenta de forma tão direta e não resultará em números significativos para a análise que se propõe, pois, para cada um destes parâmetros, o efeito pode ser diferenciado em função do tipo de receita submetida à revisão. A própria BRR, por exemplo, não apresentou grandes alterações quando analisada

como um todo, conforme se observa na Figura 5.20, no entanto, seus efeitos são bem variados dependendo do tipo de reforços em questão, o que implica em reposicionamentos diversos. Desta forma, optou-se, nesta seção, por apresentar a decomposição do IRT em função do tipo de receita vigente, assim, é possível concluir qual a principal causa dos resultados encontrados.

Inicialmente, a Tabela 5.11 apresenta o reposicionamento observado para cada tipo de receita, além da participação de cada receita vigente sobre a receita total:

Tabela 5.11: Reposicionamento (IRT) considerando a participação por tipo de receita

	IRT 1º ciclo	% total	IRT Aut. Degrau	% total	IRT Aut. Plano	% total	Novas receitas
CEEE	-27,4%	73,9%	-11,3%	25,8%	216,6%	0,3%	0,0%
CHESF	-23,3%	70,3%	-29,0%	26,9%	36,3%	2,7%	0,7%
COPEL	-23,9%	65,9%	-21,9%	30,5%	-13,5%	3,6%	0,0%
CTEEP	-22,7%	29,3%	-26,5%	60,4%	18,4%	10,3%	0,3%
ELETRONORTE	-6,7%	65,1%	-6,8%	32,4%	24,3%	2,5%	0,1%
ELETROSUL	-20,8%	56,7%	-10,0%	33,3%	8,2%	10,1%	0,1%
FURNAS	-19,7%	82,2%	-18,3%	17,6%	20,7%	0,2%	0,7%

As novas receitas (8ª coluna da Tabela) são constituídas de instalações que não haviam sido autorizadas até a data da 2ª RTP, mas que já estão efetivamente em operação comercial. Assim, fazem parte da revisão tarifária, por meio de um processo de regularização das obras indicadas pelo planejamento setorial, e devem ser somadas ao resultado final.

Ainda, a Tabela 5.11 permite, em linhas gerais, três tipos de análises diversas para cada um dos reposicionamentos encontrados:

- IRT 1º ciclo (2ª coluna da Tabela 5.11): receitas de instalações em operação comercial até jun/2005 e já submetidas à 1ª RTP:
 - (i) A BRR não apresentou nenhum efeito sobre o reposicionamento, pois esta não foi reavaliada na 2ª RTP.
 - (ii) Embora haja alteração nos custos operacionais eficientes no 2º ciclo, estes têm pequena participação na receita, por isso apresentam pequeno impacto sobre o reposicionamento.

Em geral, os parâmetros adotados na 2ª RTP são inferiores aos adotados na 1ª RTP, o que contribui para redução do IRT. No entanto, apesar do pequeno impacto para a maioria das concessionárias, esta parcela

representa grande parte do reposicionamento da Eletronorte, por exemplo, por causa do nível de custos reconhecidos a esta empresa. De fato, o percentual adotado para essa empresa é substancialmente maior em relação às demais, além de também ser superior ao considerado na 1ª RTP, conforme Figura 5.21, o que explica o resultado tão discrepante mostrado na Tabela 5.11.

- (iii) Conforme já esperado, a alteração do WACC e a adequação da formulação das anuidades respondem pela maior parte do reposicionamento. Aqui nota-se coerência com o resultado apresentado para o equipamento utilizado como exemplo na seção 5.2.4.
- IRT Autorizações em regime degrau: (4ª coluna da Tabela 5.11): receitas de instalações autorizadas até 2007 (não fizeram parte da BRR da 1ª RTP):
 - (i) Nesta análise há de observar a variação da Base de Remuneração Regulatória devido à nova referência de preços, visto que estas autorizações eram realizadas com o custo-padrão Eletrobrás. Em geral, a BRR contribui significativamente para o índice de reposicionamento, que pode ser maior ou menor em função do tipo de equipamento autorizado, mas seu comportamento na maioria das concessionárias é análogo ao verificado na 1ª RTP, ou seja, resulta em redução da RAP.
 - (ii) Os custos operacionais apresentam maior impacto, apesar de sua pequena participação sobre a RAP, visto que as autorizações em degrau eram realizadas com percentual de 1%, notadamente distinto dos percentuais admitidos na segunda revisão (Figura 5.21).
 - (iii) Aqui, embora seja inferior ao impacto verificado no 1º ciclo, observa-se redução da RAP devido à alteração do WACC, já que estas autorizações foram realizadas considerando 8,40% (antes de impostos). Ainda, observa-se grande impacto da alteração do regime em degrau para plano, considerando a nova formulação apresentada na seção 5.2.4.
 - IRT Autorizações em regime plano: (6ª coluna da Tabela 5.11): receitas de instalações autorizadas após 2007 (também não fizeram parte da BRR da 1ª RTP):

O comportamento esperado para o reposicionamento dessas receitas deveria ser análogo ao encontrado para o IRT 1º ciclo, ou seja, um significativo impacto devido à alteração do WACC e da formulação para cálculo das anuidades. Todavia, a única diferença entre estes, que é a reavaliação da BRR para estas autorizações, provocou resultados bastante distintos, em geral positivos.

No entanto, considerando as características específicas do tipo de instalação que foi autorizada após 2007, foi legítimo o acréscimo verificado no investimento regulatório, o que explica os resultados positivos para a maioria das concessionárias.

De tal sorte, de forma a complementar a análise anterior, apresenta-se na Tabela 5.12 a decomposição do IRT por tipo de receita. Os resultados foram obtidos pelo produto de cada IRT pela sua participação sobre a receita total, ambos já detalhados na Tabela 5.11. Assim, a soma dos 4 componentes resulta no IRT final homologado por concessionária:

Tabela 5.12: Decomposição do Índice de reposicionamento tarifário (IRT)

	IRT (%)	Receita obtida da 1ª RTP	Reforços autorizados (perfil degrau)	Reforços autorizados (perfil plano)	Novas receitas
CEEE	-22,57%	-20,27%	-2,91%	0,60%	0,00%
CHESF	-22,57%	-16,42%	-7,81%	0,99%	0,67%
COPEL	-22,88%	-15,77%	-6,66%	-0,49%	0,03%
CTEEP	-20,40%	-6,64%	-15,99%	1,90%	0,33%
ELETRONORTE	-5,84%	-4,33%	-2,21%	0,61%	0,09%
ELETROSUL	-14,17%	-11,79%	-3,31%	0,83%	0,10%
FURNAS	-18,71%	-16,23%	-3,22%	0,04%	0,70%

Conforme era esperado, a reavaliação da receita advinda da primeira revisão é a principal responsável pelo reposicionamento obtido na 2ª RTP. As exceções ocorrem por causa da CTEEP e ELETRONORTE. A primeira, apesar de ter um reposicionamento equivalente às demais no 1º ciclo, possui pequena participação desta receita sobre o total, o que explica sua menor contribuição no IRT. Já a segunda, obteve reconhecimento de custos operacionais muito superiores às demais (e também ao utilizado na 1º RTP), o que implicou em reposicionamento tão diverso e bem menos negativo que a média.

Quanto aos reforços autorizados em perfil degrau, sua participação negativa no IRT está associada essencialmente à alteração da BRR, WACC e perfil. Para CTEEP o impacto deste tipo de receita é mais significativo por causa da forte participação deste reforço

autorizado na base de ativos total, que não se repete com a mesma intensidade para as outras concessionárias. Para todas as outras esse item contribuiu em reduzir, no máximo, 8% do IRT, enquanto para a CTEEP esse impacto é o dobro: 15,99%.

Finalmente, as autorizações em perfil plano possuem participação muito pequena no reposicionamento, mas, em geral, causadas por alterações positivas na BRR, resultando em aumento da receita. Novamente, o impacto mais positivo é sobre a CTEEP, responde por quase 2% do seu IRT.

De outra forma, apresenta-se graficamente, na Figura 5.23, o comportamento de cada item para a concessionária CEEE. Tal como feito na 1ª RTP, este gráfico tem por objetivo apresentar o efeito acumulado da alteração de cada tipo de receita na segunda revisão tarifária das concessionárias existentes. As barras em vermelho apresentam parâmetros com impacto negativo sobre o IRT, enquanto as barras em azul apresentam impacto positivo.

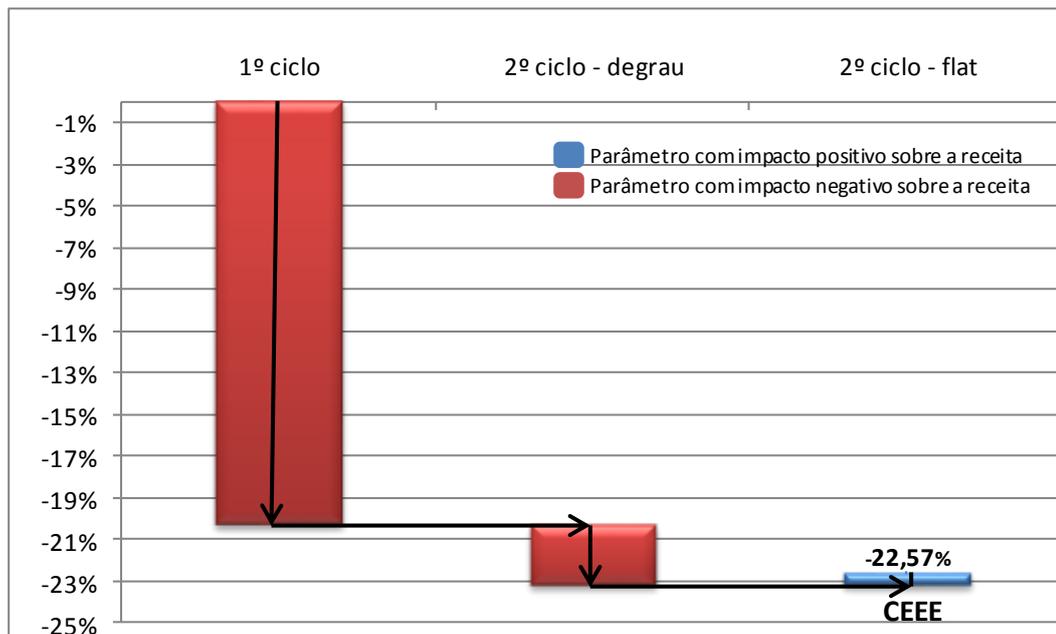


Figura 5.23: Decomposição do IRT da CEEE na 2ª RTP

O mesmo gráfico foi também traçado para as demais concessionárias, conforme Figuras a seguir. Novamente, assim como observado no 1º ciclo, é possível notar um padrão semelhante no impacto de cada tipo de receita, variando apenas a intensidade do percentual encontrado: os resultados sempre foram negativos para a parcela de receita que resultou do 1º ciclo e para os reforços autorizados antes de 2007 (perfil degrau) e sempre positivos para os reforços autorizados após 2007 (perfil plano) e, quando couber, para as novas receitas:

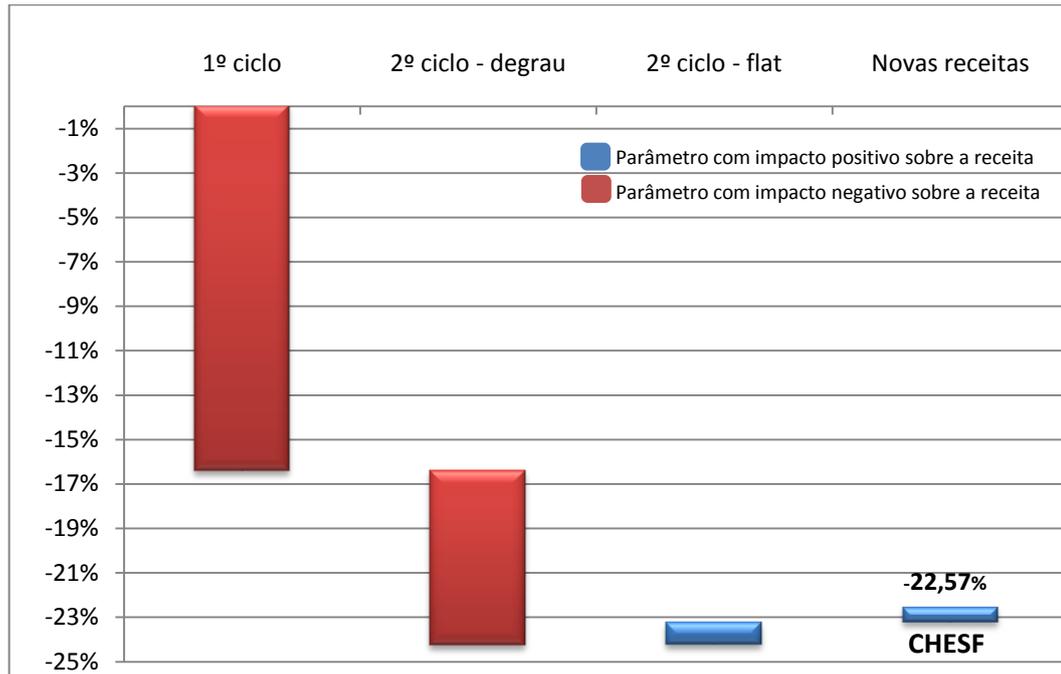


Figura 5.24: Decomposição do IRT da CHESF na 2ª RTP

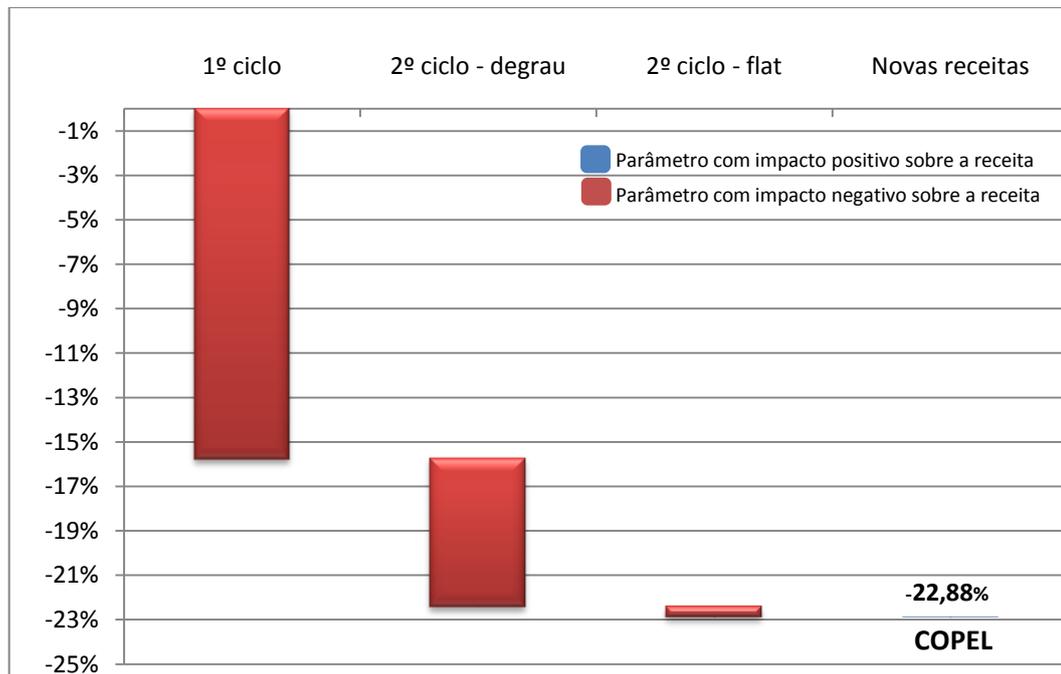


Figura 5.25: Decomposição do IRT da COPEL na 2ª RTP

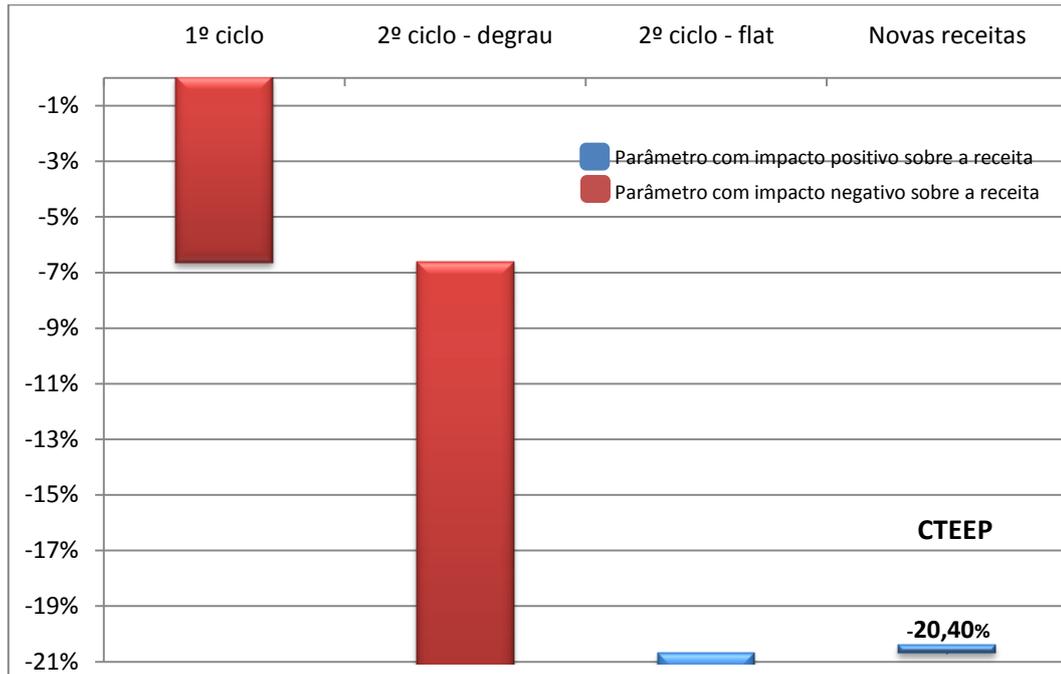


Figura 5.26: Decomposição do IRT da CTEEP na 2ª RTP

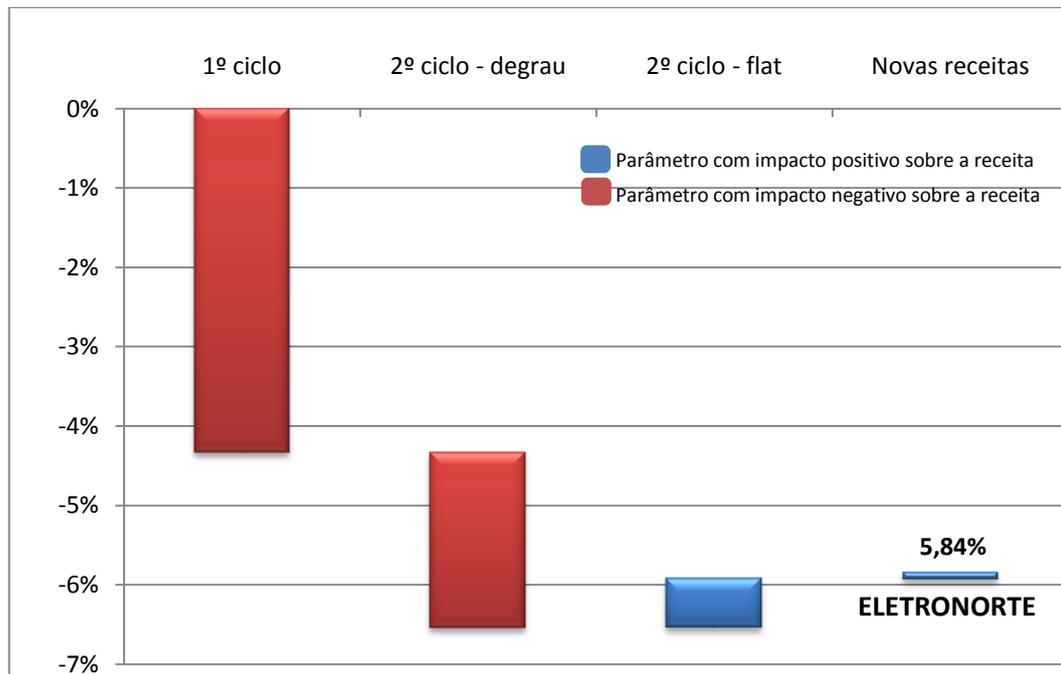


Figura 5.27: Decomposição do IRT da ELETRONORTE na 2ª RTP

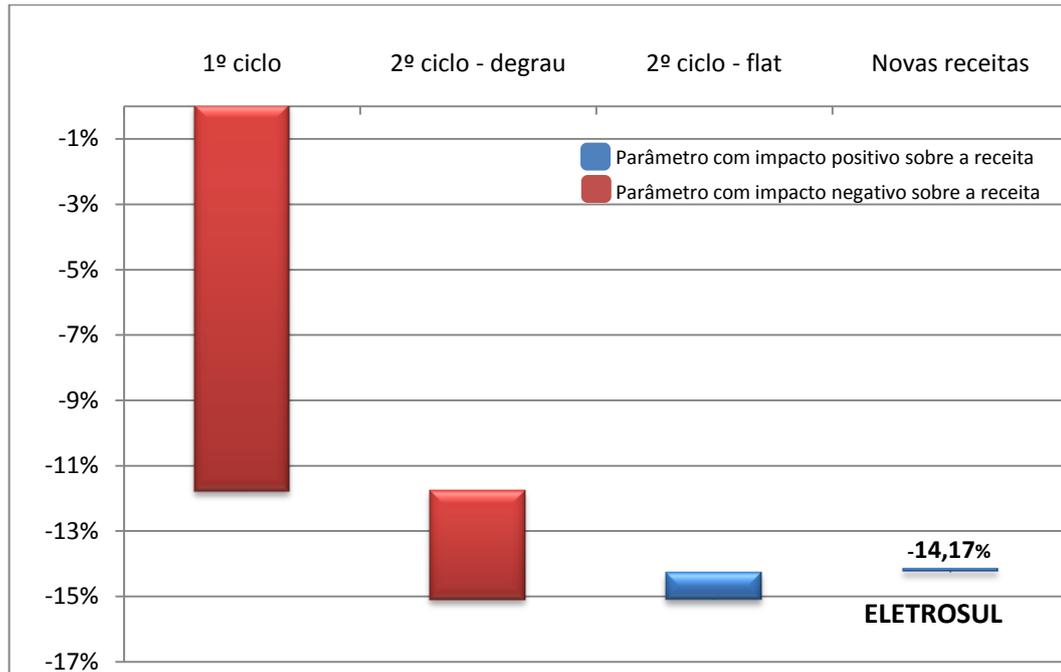


Figura 5.28: Decomposição do IRT da ELETROSUL na 2ª RTP

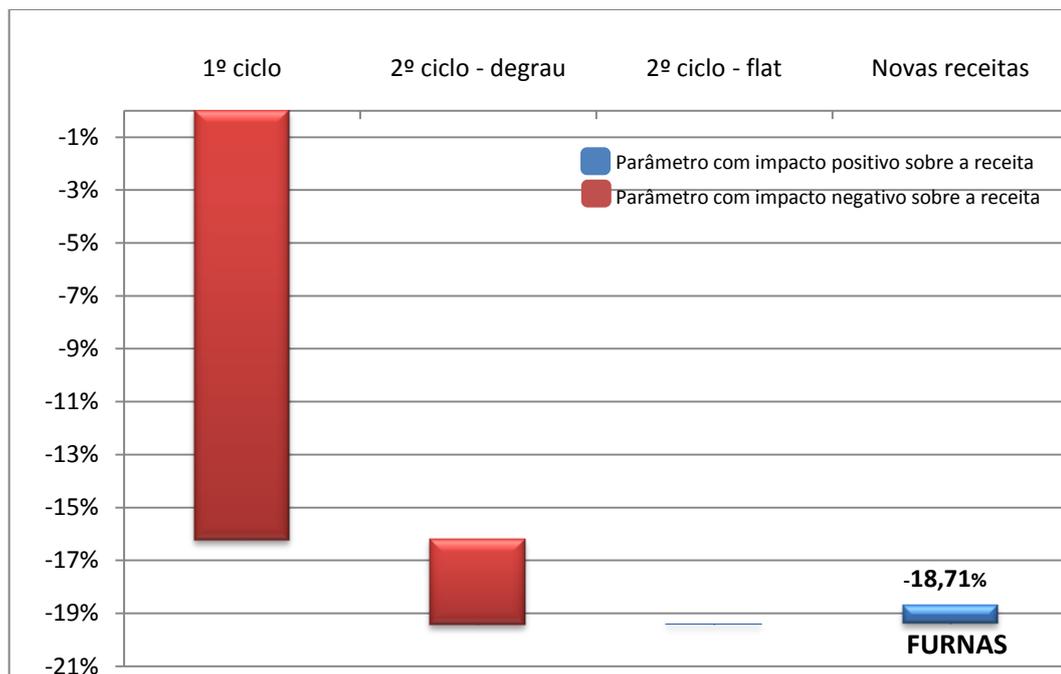


Figura 5.29: Decomposição do IRT de FURNAS na 2ª RTP

5.3 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS

O objetivo desta seção é comparar, de forma resumida, as metodologias aplicadas em cada ciclo de revisões tarifárias e seus efeitos sobre os resultados homologados.

Inicialmente, as Figuras 5.9 a 5.15 apresentaram os resultados homologados por concessionária para o **primeiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de transmissão**. Na 1ª RTP os principais responsáveis pelo reposicionamento foram a Base de Remuneração e Custos Operacionais. O efeito combinado da atualização do WACC e da alteração do perfil de receita (de regime em degrau para plano) foi praticamente anulado no resultado final da revisão tarifária.

Em geral, as alterações propostas apresentaram resultados equivalentes para todas as concessionárias, porém com intensidades diferentes a cada uma delas:

- O efeito na Base de Remuneração é devido, essencialmente, à criação de um novo Custo de Referência ANEEL, a partir dos preços médios dos equipamentos principais praticados pelas próprias concessionárias de transmissão. Em geral, os investimentos aprovados nas autorizações eram calculados com base no custo-padrão Eletrobrás, que sofreu forte redução ao ser comparado à nova referência de preços. Por esse motivo, a alteração do referencial de custos resultou em queda das Bases de Remuneração Regulatórias.

No entanto, vale lembrar que uma parte significativa das autorizações foi aprovada com base no próprio orçamento enviado pelas concessionárias, em especial as primeiras Resoluções Autorizativas, o qual era ainda superior ao custo-padrão. Assim, o impacto na BRR foi ainda mais significativo para as empresas que tiveram muitos reforços autorizados no início do processo.

- Os custos operacionais representaram acréscimo no IRT de todas as empresas avaliadas. Seus valores foram calculados com base nos custos realizados das próprias concessionárias, após uma dedicada análise de eficiência comparativa, que incluiu a avaliação dos custos de O&M e, eventualmente, de custos administrativos, bem como do nível de produtos de cada concessão. Assim, pode-se afirmar que o percentual de 1% adotado nas autorizações era insuficiente para operação e manutenção dos ativos, o que explica os resultados aqui encontrados.

No **segundo ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de transmissão**, cujos resultados são apresentados nas Figuras 5.23 a 5.29, a composição da receita sob análise era bem diversificada, assim como o número de empresas envolvidas: existentes e licitadas.

Enquanto na 1ª RTP a receita vigente era formada, basicamente, dos mesmos parâmetros originais, na 2ª RTP a receita vigente era igual à soma de três parcelas distintas¹⁴. Portanto, esta divisão impossibilitou a decomposição dos resultados por parâmetros específicos. Desta forma, é possível verificar os responsáveis pelo reposicionamento:

- Base de Remuneração: este parâmetro apresentou bastante alteração para as parcelas de receitas autorizadas em perfil degrau, anteriores a 2007. Os motivos são os mesmos verificados no 1º ciclo: uma nova referência de preços (Banco de Preços Referenciais) que se mostrou inferior ao custo-padrão adotado na autorização original (Eletrobrás). No entanto, para as receitas autorizadas em perfil plano, posteriores a 2007, observa-se aumento no investimento avaliado, ocasionado, em muitas vezes, pelo tipo de ativo sob análise.

Importante ressaltar que a construção do Banco de Preços Referenciais apresentou muita inovação no 2º ciclo, essencialmente, pelo reconhecimento de uma nova estrutura modular, novos preços de equipamentos principais, componentes menores e custos adicionais, diferenciação de custos de transporte, novos critérios de atualização monetária, entre outros.

- Custos Operacionais: apesar de o método ser análogo ao adotado na primeira revisão, foram realizados aperfeiçoamentos importantes no modelo. A principal inovação diz respeito à eliminação da normalização realizada no 1º ciclo, assim, foi incluído um 2º estágio no DEA, com fins de se avaliar o impacto de variáveis ambientais sobre o custo total realizado das concessionárias de transmissão.
- Finalmente, a atualização do WACC e a nova equação (5.5) causaram efeitos equivalentes para todos os tipos de instalação sob análise: forte redução da receita. No entanto, considerando que esta foi a principal alteração para as receitas já submetidas ao 1º ciclo, visto que não houve reavaliação da base de remuneração ou grandes alterações nos custos operacionais, e que estas compõem parte majoritária da receita total vigente, pode-se afirmar que estes parâmetros explicam fundamentalmente os resultados encontrados no reposicionamento final do segundo ciclo.

¹⁴ Soma de: (i) parcela de receitas já submetidas ao 1º ciclo; (ii) parcela de receitas autorizadas em perfil degrau (antes de 2007) e; (iii) parcela de receitas autorizadas em perfil plano (após 2007).

Do exposto, é notável a preocupação do regulador em estabelecer e aprimorar mecanismos que incentivem continuamente à eficiência produtiva na execução das atividades relacionadas ao serviço de transmissão de energia elétrica.

Assim, observa-se a evolução da metodologia empregada no cálculo da **receita máxima** já no primeiro ciclo, por meio da construção de referenciais de custos médios para os diversos parâmetros que formam a Receita Anual Permitida, o que possibilitou o compartilhamento com os usuários finais dos ganhos de eficiência empresarial ocorridos no período. Além disso, o segundo ciclo procurou estabelecer aprimoramentos que se mostraram necessários ao longo do período tarifário. Neste caso, observa-se evolução em cada método aplicado, desde a construção de um Banco de Preços mais robusto, para fins de avaliação das Bases de Remuneração, até a atualização das análises comparativas para definição dos custos operacionais eficientes, nos quais foi possível quantificar o impacto do ambiente de atuação de cada empresa em seus custos totais.

Dos resultados encontrados é possível concluir que ambos os ciclos apresentaram reposicionamentos fortemente negativos. Todavia, o primeiro preocupou-se, essencialmente, em efetuar ajustes mais estruturais no modelo de cálculo da receita, em especial nos **investimentos e custos operacionais** regulatórios, que, claramente, não estavam alinhados aos preços efetivamente praticados pelas concessionárias de transmissão. Além disso, houve o cuidado de se estabelecer uma receita que estivesse associada à vida útil regulatória de cada unidade modular (**perfil plano**).

Além disso, superadas às dificuldades na construção dos referenciais regulatórios acima mencionados, o segundo ciclo preocupou-se em aprimorar, de forma pontual, os modelos adotados no primeiro ciclo. Todavia, sua principal contribuição, e que causou os maiores efeitos sobre os resultados encontrados, foi adequar o **nível de remuneração regulatório** a taxas adaptadas às condições macroeconômicas atualmente existentes no Brasil, considerando, para isso, a realidade do serviço de transmissão de energia elétrica.

6 DESEMPENHO DA REDE BÁSICA

6.1 INDICADORES DE QUALIDADE

A Lei nº 8.987/1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, estabeleceu no artigo 23 que “*são cláusulas essenciais do contrato de concessão as relativas: (...) II- ao modo, forma e condições de prestação do serviço; III- aos critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço*”.

Além disso, o artigo 29 da mencionada Lei incumbiu ao Poder Concedente a regulamentação dos serviços concedidos, o que foi posteriormente delegado à ANEEL:

Art. 29. Incumbe ao poder concedente: I - regulamentar o serviço concedido e fiscalizar permanentemente a sua prestação;

(...)

VI - cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas contratuais da concessão;

VII - zelar pela boa qualidade do serviço, receber, apurar e solucionar queixas e reclamações dos usuários, que serão cientificados, em até trinta dias, das providências tomadas;

(...)

X - estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio-ambiente e conservação.

Assim, não restam dúvidas que é legítima a regulamentação da qualidade na prestação do serviço público de transmissão de energia. Para as **concessionárias licitadas**, tais regras são definidas no próprio Edital que dá origem ao certame e, conseqüentemente, nas cláusulas regulamentares dos Contratos de Concessão. Para as **concessionárias existentes**, os Contratos estabelecem em diversas Cláusulas a obrigação pela manutenção do serviço adequado durante o período da concessão. A primeira delas é a Cláusula Terceira, que definiu as condições de prestação do serviço:

Primeira Subcláusula - A TRANSMISSORA, na prestação do serviço, compromete-se a empregar materiais e equipamentos de qualidade e a manter instalações e métodos operativos adequados, que garantam bons níveis de regularidade, eficiência, segurança, atualidade, cortesia, modicidade das tarifas, integração social e preservação do meio ambiente, bem como seus aprimoramentos. Para maior clareza, ficam definidos os termos abaixo:

I - regularidade - caracterizada pela prestação continuada do serviço com estrita observância do disposto nos PROCEDIMENTOS DE REDE e de não

interrupção do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, conforme pactuado neste CONTRATO e no CPST;

II - eficiência - caracterizada pela consecução e preservação dos parâmetros constantes deste CONTRATO com o mínimo custo e pelo estrito atendimento ao USUÁRIO do serviço nos prazos previstos na regulamentação específica;

III - segurança - caracterizada pelos mecanismos que a TRANSMISSORA adotar para preservação e guarda das suas instalações e para proteção do funcionamento dos sistemas operacionais, inclusive contra terceiros;

IV - atualidade - compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações utilizadas e a sua conservação, bem como a melhoria do serviço;

V - cortesia - caracterizada pelo atendimento ágil e respeitoso a todos os USUÁRIOS do serviço concedido, bem como pela observância das obrigações de informar e atender do mesmo modo todos que solicitarem informações ou providências relacionadas com o disposto no presente CONTRATO.

Ainda, a Cláusula Quarta, que estabelece as obrigações e encargos da transmissora, definiu os deveres das concessionárias em relação à qualidade do serviço prestado:

Oitava subcláusula. Além de outras obrigações decorrentes da lei e das normas regulamentares específicas, são, ainda, obrigações e encargos da TRANSMISSORA, inerentes à concessão regulada por este CONTRATO:

(...)

II - Com a qualidade do serviço concedido:

c - operar as INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO de acordo com as instruções dos PROCEDIMENTOS DE REDE, com as regras vigentes e com as que vierem a ser emanadas da ANEEL ou do ONS, devendo acatar e aplicar quaisquer novas resoluções, determinações, recomendações e instruções que disciplinem o SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO;

(...)

f - atender aos indicadores de desempenho estabelecidos em regulamentação específica, contidos nos PROCEDIMENTOS DE REDE e àqueles que a ANEEL vier a regulamentar.

Como visto, as imposições legais e contratuais remeteram o tema de qualidade à regulamentação dos indicadores de desempenho que devem ser seguidos pelas concessionárias existentes. Atualmente, a qualidade do serviço público de transmissão no Sistema Interligado Nacional é estabelecida a partir da disponibilidade e capacidade plena das instalações de transmissão. Assim, a concessionária somente terá direito à totalidade de sua RAP nos casos em que não exceder aos limites estabelecidos para os desligamentos (programados ou não) ou restrições operativas temporárias (longa ou curta duração) em seu sistema.

A metodologia para apuração da **Parcela Variável (PV)**, que é a parcela a ser deduzida da receita por indisponibilidade das instalações, foi homologada pela Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

Um dos principais objetivos da Resolução ao vincular qualidade à receita é estabelecer critérios claros e objetivos na avaliação do serviço de transmissão e, desta forma, incentivar a melhoria contínua do serviço prestado. Isso garante que as concessionárias de transmissão sejam tratadas de forma equânime, pois são iguais os indicadores de desempenho exigidos, o que está de acordo com a cláusula quinta do Contrato de Concessão: “*É assegurado à TRANSMISSORA o tratamento isonômico com as demais CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO, quanto à obtenção e à apuração dos tempos que refletem a condição de disponibilidade das INSTALAÇÕES (...)*”.

Neste modelo, para os casos de ocorrência de desligamentos/restrições que sejam atribuídos à responsabilidade da concessionária de transmissão, são estabelecidos tempo ou número de eventos máximos, no período de 1 ano, que são admitidos sem penalidade. De forma geral, os eventos que excedem aos padrões de duração (ou frequência) são incluídos na apuração da PV a ser deduzida da RAP, conforme formulação estabelecida no regulamento. Ainda, a duração de eventos que ocasionem a redução de capacidade operativa em relação ao valor contratado também é considerada na averiguação da parcela variável.

Para isso, anualmente são apurados todos os desligamentos ou restrições operativas temporárias com duração superior a 1 (um) minuto. O ONS encaminha anualmente relatório de desempenho das instalações, que inclui o número de ocorrências, duração e atribuição de responsabilidade. Além disso, para apuração da PV as instalações são agrupadas em mesma **função de transmissão (FT)**, que representa o “*conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares (...)*”¹⁵. Por exemplo, a FT associada a um transformador inclui o módulo do equipamento principal e seus módulos de conexão.

Assim, para os desligamentos no SIN a parcela variável por indisponibilidade corresponde a fatores multiplicadores aplicados sobre a receita de cada FT, que é igual à soma

¹⁵ Ver Resolução Normativa nº 270/2007, artigo 2º.

das receitas dos módulos que a compõem. Já para as restrições operativas temporárias, a PV corresponde ao produto da redução da capacidade operativa da instalação de transmissão pela duração do evento. O Anexo I da mencionada Resolução apresenta os limites aceitáveis (padrões) por tipo de ativo e a equação utilizada no cálculo da parcela a ser deduzida da Receita Anual Permitida.

Os desligamentos ocorridos no Sistema Interligado Nacional são apurados pelo ONS, com base no Módulo 15 dos Procedimentos de Rede (submódulo 15.6) e são disponíveis desde 2005. No entanto, somente a partir de 2008 passaram a vigorar os limites estabelecidos na Resolução nº 270/2007, bem como os descontos previstos no regulamento. A Figura 6.1 apresenta o comportamento total verificado nos desligamentos no SIN desde 2005. Para a presente análise foram considerados os eventos na Rede Básica e são apresentados valores médios, em base anual, considerando sempre o período tarifário do segmento de transmissão (1º de julho a 30 de junho):

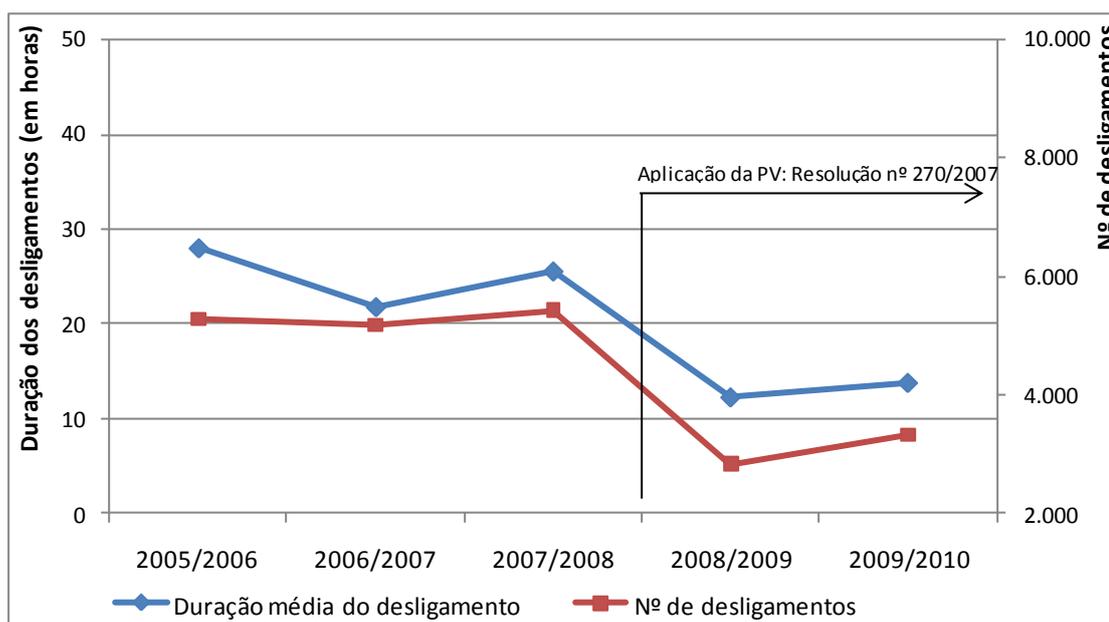


Figura 6.1: Indicadores de desempenho na Rede Básica

Ressalte-se que são apresentados acima, por ciclo tarifário, todos os eventos que resultaram na aplicação da parcela variável e, conseqüentemente, na redução de receita. No entanto, cabe ressaltar que na apuração efetiva da parcela variável, conforme previsto na Resolução nº 270/2007, estes desligamentos podem ser considerados de forma segregada: desligamentos programados; outros desligamentos; e etc., aplicando-se sempre fatores multiplicadores distintos a cada um deles. Assim, vale lembrar que o objetivo da Figura é

apenas apresentar o comportamento verificado nos dois indicadores desde 2005 (duração média e nº de desligamentos), não sendo adequada sua utilização para uma eventual estimativa de redução de RAP.

Desta forma, observa-se que o regulamento resultou em melhoria significativa nos padrões de qualidade associados às instalações de transmissão das concessionárias existentes já em 2008/2009, resultando na queda de 46% do número de desligamentos e 56% da sua duração média, quando comparado ao desempenho obtido no ciclo anterior (2007/2008). Ainda, apesar do ligeiro acréscimo nos resultados verificados para 2009/2010, pode-se observar que estes tendem a permanecer constantes, e, além disso, ainda estão bem abaixo daqueles observados no início da série, o que é satisfatório.

6.2 SEPARAÇÃO RBNI x RBSE

De forma a dar continuidade à análise, é necessário esclarecer que a deterioração da qualidade de um sistema de transmissão de energia elétrica pode depender de diversos fatores, entre eles: operação e manutenção inadequada ou insuficiente dos ativos, obsolescência, idade avançada das instalações, ausência de investimentos, entre outros.

Nas concessionárias de transmissão isso se torna particularmente significativo, visto que, em geral, as decisões de investimentos nos seus sistemas, uma das prováveis causas de eventuais desligamentos, podem variar consideravelmente em função do tipo de instalação sob análise.

Isso ocorre, pois, conforme mencionado na seção 3.1, as concessionárias existentes (não licitadas) possuem dois tipos de instalações de transmissão, cuja remuneração é distinta, conforme dispositivo contratual:

- **RBSE/PC:** referem-se às instalações de transmissão que estavam em operação comercial quando da desverticalização do serviço de energia elétrica e, conseqüentemente, da assinatura dos Contratos de Concessão (julho de 2001). Como não houve à época qualquer avaliação dos ativos para definição da receita de transmissão, pois esta foi obtida por diferença entre as tarifas de suprimento e as novas tarifas de geração, o valor homologado foi “blindado” no Contrato, ou seja, não estará sujeito à revisão tarifária periódica até o prazo final das

concessões (julho de 2015). Trata-se de instalações antigas, que representam a maior parte da base total de ativos. Em média, a RBSE é cerca de 70% da receita total, podendo chegar a 80% para algumas empresas.

- RBNI/RCDM: esta parcela de receita, embora minoritária, corresponde às instalações autorizadas por Resolução após indicação do planejamento setorial. As instalações de transmissão são denominadas reforços e são submetidas periodicamente à revisão tarifária, a qual avalia os investimentos prudentes, remuneração regulatória, custos operacionais eficientes, entre outros.

Ainda, de forma a tornar mais claro o impacto ocasionado pela segregação das instalações e, eventualmente, do nível de investimentos empregados em cada uma delas, é necessário esclarecer quais os tipos de investimentos necessários em um sistema de transmissão e seus efeitos sobre os ativos.

Inicialmente, cabe destacar que a legislação aplicável e o Contrato de Concessão prevêm a obrigação da concessionária na prestação de um serviço adequado que requer, entre outros, *“a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço”¹⁶*.

Ocorre que, considerando que a expansão do sistema de transmissão precede da indicação do planejamento setorial e, muitas vezes, é acompanhado do acréscimo de receita por meio dos reforços, é muito comum que determinadas intervenções no sistema existente, denominadas melhorias e que estão diretamente relacionados à prestação adequada do serviço, sejam objeto de solicitação de autorização com incremento de RAP. Em geral, são intervenções que visam adequar o nível de segurança e atualidade da rede, que são obrigações expressas no Contrato como de responsabilidade da transmissora e, por isso, devem fazê-lo por sua conta, sem incremento na receita.

Por causa do excessivo número de solicitações nesse sentido e na falta de uma classificação do tipo de atividade na rede, a ANEEL homologou a Resolução nº 158, de 23 de maio de 2005, que definiu *a distinção entre reforços e melhorias em instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão*. Assim, ficaram estabelecidos os seguintes termos:

¹⁶ Ver Lei nº 8.987/1995, artigo 6º.

Art. 2º Para fins e efeitos desta Resolução, (...), dos Procedimentos de Rede e das propostas anuais para expansão dos sistemas de transmissão, ficam estabelecidos os seguintes termos e respectivas definições:

I - Melhoria: instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas e a conservação das instalações de transmissão, em conformidade com o contrato de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica e os Procedimentos de Rede;

II - Reforço: implementação de novas instalações de transmissão, substituição ou adequação em instalações existentes, recomendadas pelos planos de expansão do sistema de transmissão e autorizadas pela ANEEL, para aumento da capacidade de transmissão ou da confiabilidade do Sistema Interligado Nacional - SIN, ou, ainda, que resulte em alteração física da configuração da rede elétrica ou de uma instalação.

Assim, a partir da regulamentação dos termos acima mencionados, tornou-se claro que as autorizações de reforços implicam, necessariamente, no aumento de capacidade de transmissão nas instalações, sua alteração física ou, finalmente, aumento de confiabilidade do sistema. Este último é muito comum devido à operação interligada do SIN, pois muitas vezes a entrada de um novo acessante pode ocasionar a necessidade de reforço na rede.

Por outro lado, as melhorias advêm da obrigação do concessionário do serviço público em executar sua atividade em consonância com os dispositivos legais, contrato de concessão e regulamentação específica. Podem-se citar vários exemplos de melhorias em instalações de transmissão: modernização de subestações; substituição de equipamentos por motivo de obsolescência ou por desgastes prematuros, adequação de instalações aos requisitos mínimos estabelecidos nos Procedimentos de Rede; entre outros.

No entanto, o que se observa atualmente é um significativo crescimento da parcela de receita associada aos reforços (remunerados via RBNI) ¹⁷ e, assim, a cada ano são autorizadas inúmeras instalações para a expansão do SIN. Em contrapartida, as intervenções classificadas como melhorias tem sido alvo de árduas discussões entre agentes e regulador, em especial, no que diz respeito àquelas necessárias nas instalações existentes, cuja receita é classificada como RBSE.

Embora seja recorrente o pleito das concessionárias de que se reconheça adicional de receita para execução das melhorias nestas instalações, o regulador entende que a receita

¹⁷ A Figura 4.1, apresentada no capítulo 4, demonstra as elevadas taxas de crescimentos dos reforços (RBNI) em relação ao aumento total da receita nos últimos anos.

“blindada” deve ser suficiente para prover o serviço contratado, ou seja, garantir plenamente a integridade das instalações, e é razoável que assim o faça. Portanto, a execução deste tipo de intervenções deve ocorrer por conta e risco dos agentes. Além disso, considerando que esta receita sequer sofre os efeitos da depreciação ao longo dos anos, o reconhecimento de adicional de receita para investimentos que não visam o incremento da capacidade de transmissão, apenas a garantia de prestação de um serviço já concedido, seria prejudicial ao consumidor, onerando-o de forma indevida, pois já está incluído em sua tarifa.

Por este motivo, observa-se, freqüentemente, a limitação de investimentos realizados no sistema de transmissão existente, remunerados via RBSE, especialmente aqueles vinculados à qualidade do serviço, pela execução de melhorias. Por outro lado, são elevados os desembolsos anuais associados aos reforços, que remetem à expansão do sistema e que ocorrem a taxas de crescimento elevadas.

Ressalte-se que não é o objetivo do trabalho efetuar críticas acerca do processo de planejamento setorial, que é o responsável pela indicação da expansão no sistema de transmissão, mas, apenas, comparar a realidade dos dois tipos de investimentos, que é bastante discrepante.

Os investimentos associados às instalações existentes (RBSE) são, fundamentalmente, formados por melhorias no sistema. Estas são anualmente indicadas pelo ONS em relatório consolidado, o Plano de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico – PMIS. Apesar destas intervenções também serem necessárias nas novas instalações autorizadas, elas são indicadas em menor intensidade, principalmente pelo fato dos ativos serem recentes, para os quais não haveria muita necessidade de atualização dos sistemas, todavia, neste último caso existe previsão regulatória para seu eventual reconhecimento nos processos de revisão tarifária periódica.

Portanto, estima-se que exista um efeito danoso da blindagem da receita sobre as instalações existentes (RBSE), já que as concessionárias não têm incentivos para realizar os investimentos necessários para adequada prestação do serviço, podendo implicar em piora no desempenho da Rede Básica. A aplicação de penalidades para aqueles que transgredirem aos limites pré-estabelecidos é uma das formas de se tratar o problema em questão, o que é atualmente feito por meio da parcela variável (PV), embora não seja o único.

Assim, pelo exposto, é razoável esperar que o desempenho das instalações existentes (RBSE) seja inferior às novas instalações (RBNI). Para analisar esta hipótese, foram comparados indicadores observados tanto para as novas instalações quanto para as instalações existentes, de forma a concluir se existe diferenciação entre as instalações para as quais se aplica revisão tarifária periódica e aquelas cuja receita permanece blindada no contrato de concessão.

Para tanto, foram levantados os dados apurados pelo ONS para concessionárias existentes, analisando, sempre, os eventos ocorridos na Rede Básica. Considerando que o relatório não identifica o tipo de instalação, se existente ou autorizada, procurou-se relacionar cada um dos desligamentos às suas respectivas funções de transmissão em operação comercial, obtendo sucesso para a maioria dos eventos. Além disso, somente foram relacionados os desligamentos ocorridos em FTs com participação de apenas uma concessionária, pois não é possível atribuir responsabilidade àquelas FTs compartilhadas com mais duas ou mais transmissoras.

Ainda, foram retirados da análise os desligamentos provenientes de manutenção programada, pois, teoricamente, a causa destes eventos não teria relação com falta investimentos do setor. A realização deste tipo de intervenção tem por objetivo principal reduzir outros tipos desligamentos, por isso é de fundamental importância ao serviço de transmissão e deve ser continuamente incentivada, obviamente, desde que respeitados os padrões estabelecidos na regulamentação específica.

A Figura 6.2, a seguir, apresenta a frequência média dos desligamentos ocorridos na Rede Básica das concessionárias existentes. Como as instalações existentes são muito mais numerosas que as novas instalações, uma forma de avaliação é relativizá-las pelo número total de FTs que as compõem, permitindo, portanto, analisá-las na mesma base:

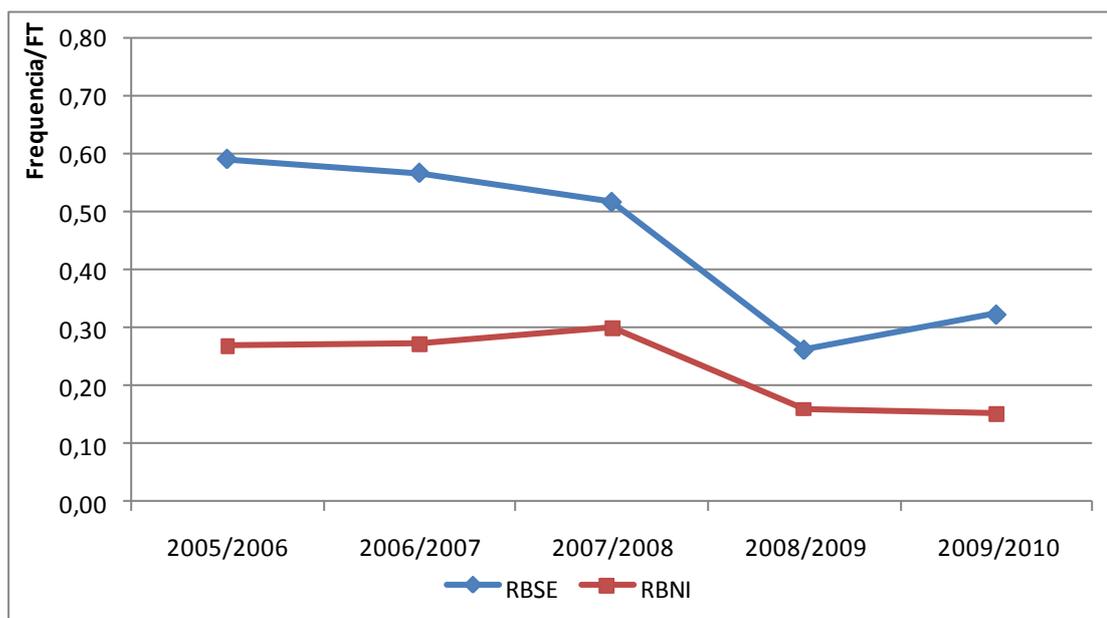


Figura 6.2: Frequência média dos desligamentos na Rede Básica (ponderados por FT)

Em 2008/2009, é possível observar, em ambos os tipos de instalações, a redução do número de desligamentos devido à homologação da Resolução nº 270/2007, embora a queda neste período seja menos drástica para a RBNI. Além disso, verifica-se que os desligamentos na RBSE são sempre mais frequentes, sendo superiores à RBNI em todos os anos apresentados no gráfico.

Todavia, cabe ressaltar que este comportamento não pode ser completamente atribuído à falta de investimentos nas instalações existentes, sob o risco uma conclusão equivocada. Claro que a execução do plano de melhorias pode afetar o desempenho observado numa instalação de transmissão, no entanto, é importante lembrar que trata-se de instalações mais antigas que as novas autorizadas, ou seja, é natural que, em alguns casos, a falha nestes equipamentos seja superior às demais. No entanto, considerando que esta discrepância é significativa e recorrente nos 4 ciclos, os resultados obtidos podem esclarecer a hipótese alçada anteriormente, mesmo que estejam, em certo grau, contaminados por outras variáveis que, eventualmente, possam influenciar a qualidade do serviço de transmissão de energia elétrica.

Adicionalmente, foram analisados os dados referentes à duração média dos desligamentos ocorridos na Rede Básica a cada período de 1 ano. Neste caso, observa-se que a diferença não é tão significativa, ou seja, o tempo necessário até o restabelecimento do serviço de transmissão é equivalente entre instalações existentes ou autorizadas. De certa

forma, este indicador difere um pouco do anterior, pois estima-se que a duração de um desligamento está mais relacionada à operação e manutenção do sistema do que propriamente à execução, ou não, de investimentos, embora isso não seja uma regra geral. Assim, é razoável admitir que não deva existir muita diferenciação entre as equipes (e materiais) que atuam em cada tipo de instalação, por isso os resultados encontrados são razoáveis e não podem ser usados para explicar a diferença de desempenho entre os sistemas.

Desta forma, da Figura 6.2, é perceptível que o desempenho das instalações remuneradas via RBSE é inferior ao verificado para as novas instalações autorizadas, remuneradas via RBNI. Novamente, ressalte-se que se trata de um exame simplificado, que pode ser afetado por outras variáveis não incluídas na análise. No entanto, mesmo que não seja possível quantificar a diferença no desempenho dos ativos a ser exclusivamente atribuída à execução, ou não, de melhorias no sistema, pode-se afirmar que esta existe e deve ser cuidadosamente tratada pelo regulador.

Assim, a blindagem da RBSE, conforme disposto no Contrato de Concessão, deve-se às razões econômicas apresentadas no capítulo 3, no entanto, seus efeitos são, em certo grau, sentidos também na qualidade do serviço. Uma proposição razoável que se deve analisar é a eventual manutenção desta cláusula de blindagem no caso de uma prorrogação das concessões.

Sobre este assunto, importante lembrar que ainda não há consenso sobre a possibilidade de se prorrogar os Contratos de Concessão vigentes para o segmento de transmissão de energia elétrica, cujos prazos já foram dilatados pelo disposto na Lei nº 9.074/1995, e este não é objeto de análise do presente trabalho. No entanto, caso esta seja realizada, vale observar que não há razão técnica para manutenção da cláusula de blindagem da receita, pois estima-se que esta possa resultar em efeitos danosos à qualidade do serviço de transmissão de energia elétrica.

Ainda, do ponto de vista econômico, a blindagem já atendeu aos objetivos propostos, que era a recuperação de níveis de remuneração adequados ao longo da concessão, pois esta iniciou abaixo dos níveis regulatórios em 2001. Portanto, sua manutenção após o encerramento do Contrato não se apresenta mais necessária. Finalmente, cabe ressaltar que são instalações bastante antigas, já fortemente depreciadas, portanto, uma reavaliação desta

receita, após 2015, pode contribuir para a modicidade das tarifas sem prejudicar o equilíbrio econômico-financeiro das concessões.

7 CONCLUSÕES

A revisão tarifária periódica tem atendido aos objetivos de incentivar continuamente às melhores práticas de gestão e investimentos nas redes e subestações pertencentes ao Sistema Interligado Nacional. A cada processo finalizado, além dos resultados homologados, passa-se a adotar critérios análogos na autorização de novos reforços, com o objetivo precípua de perpetuar a busca pela eficiência produtiva e realização de investimentos prudentes. Com isso, é esperado que o resultado do modelo de regulação seja constantemente revertido em benefícios para a sociedade: para os consumidores, refletindo-se em modicidade tarifária, e, para as concessionárias, pela redução de custos e incremento de seus retornos nos períodos entre revisões.

A definição dos parâmetros regulatórios adotados em cada ciclo de revisões tarifárias teve o cuidado de permitir uma remuneração adequada ao capital investido e custos operacionais suficientes à prestação do serviço. E, para cada um destes ciclos, é possível verificar notável evolução entre os métodos empregados, pelo aprimoramento das técnicas e, conseqüentemente, dos resultados homologados.

Por esse motivo, a Base de Remuneração Regulatória, sob a qual incide a taxa de retorno, passou pela construção de referenciais de preços cada vez mais independentes da estrutura e de informações que, anteriormente, eram limitados ao conhecimento dos agentes. Inicialmente, foram estabelecidos apenas novos preços de equipamentos principais, com base nas compras efetuadas pelas próprias concessionárias. A evolução deste método foi posteriormente observada na definição de uma nova estrutura modular, que alterou, além dos preços, também as quantidades e custos de outros componentes dos módulos, além de sua diferenciação por regiões.

A própria taxa de retorno e o perfil de pagamento da receita foram estabelecidos com o objetivo de adequar o cálculo tarifário à realidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, além de relacionar diretamente a receita de cada unidade modular à sua vida útil regulatória.

No mesmo sentido, os custos operacionais eficientes foram estabelecidos com base em métodos cada vez mais precisos, que não só estabeleceram os níveis de eficiência das firmas como incorporaram variáveis que poderiam interferir, e muito, nos custos dos agentes. Ainda, todos os métodos aplicados procuraram preservar o dispositivo contratual que permite

às empresas gerirem livremente seus ativos, sem que houvesse, no entanto, obrigatoriedade no reconhecimento de custos julgados ineficientes pelo regulador ou aqueles não relacionados ao serviço de transmissão de energia elétrica.

Assim, a partir do conjunto de atualizações disponíveis, o trabalho permitiu discutir as metodologias empregadas nos dois ciclos de revisão tarifária e, ainda, quantificar seus efeitos sobre os resultados apresentados pelas concessionárias de transmissão. Em geral, estas tiveram resultados equivalentes para a maior parte das empresas, mas com intensidades diferentes a cada uma delas, a depender da formação da receita inicial antes de cada ciclo.

No entanto, também é salutar a discussão sobre as limitações para a efetiva aplicação da revisão tarifária sobre a receita total do SIN. Uma parcela significativa da receita, mais precisamente aquela associada ao sistema existente que originou os primeiros Contratos, permanecerá blindada, ou seja, sem qualquer reavaliação até o fim do prazo contratual. Além disso, embora existam previsões para reavaliação de determinadas receitas que resultaram de processos de leilão (após 2007), não há regulamentação ou histórico que permita avaliar este processo específico, portanto, atualmente **a revisão tarifária periódica aplica-se apenas sobre 19% da receita total do Sistema Interligado Nacional.**

Embora o objetivo da blindagem (RBSE/RPC) tenha sido o de recuperar uma situação originalmente desfavorável, em que não houve correta avaliação de ativos e impactou em remuneração inadequada ao serviço, é um consenso que esta não deveria influenciar o nível de investimentos necessários à rede. No entanto, o que se observa atualmente é seu impacto direto sobre o desempenho das instalações. Não há dúvidas que prevaleça atualmente o equilíbrio econômico-financeiro nas concessões existentes, todavia, nota-se que a necessidade de execução de um importante conjunto de intervenções necessárias à adequação da segurança e atualidade das redes, obrigação expressa do concessionário, vem resultando em piora nos indicadores de desempenho das instalações de transmissão existentes quando comparados às novas instalações autorizadas.

Assim, pela impossibilidade de alteração unilateral das cláusulas econômicas dos Contratos de Concessão, que é um direito do concessionário resguardado por Lei, torna-se imprescindível uma discussão acerca dos impactos da manutenção destes dispositivos contratuais no caso de uma eventual prorrogação dos contratos ou mesmo em propostas para outorga de novas concessões. Como não há razão técnica ou econômica para que seja mantida

esta condição, espera-se que uma reavaliação da receita, após 2015, possa contribuir para a modicidade tarifária, que também é um dispositivo definido em diversos textos legais, sem que se prejudique o equilíbrio econômico-financeiro das concessões.

8 REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica (2005), “*Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição*”, Caderno Temático ANEEL nº 05.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: Resolução Normativa nº 67, de 08 de junho de 2004; Resolução Normativa nº 68, de 08 de junho de 2004; Resolução Normativa nº 158, de 23 de maio de 2005; Resolução Normativa nº 257, de 06 de março de 2007; Resolução nº 270, de 26 de junho de 2007; Resolução nº 367, de 02 de junho de 2009 e Resolução Normativa nº 386, de 15 de dezembro de 2009, todas disponível em: www.aneel.gov.br.
- [3] Almeida, G. F. B. (2010). “*Análise do desempenho das concessionárias de transmissão com a aplicação da Parcela Variável*”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.
- [4] Constituição Federal, disponível em: www.planalto.gov.br/legislacao.
- [5] Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, disponível em: www.planalto.gov.br/legislacao.
- [6] Empresa de Pesquisa Energética – EPE, disponível em: www.epe.gov.br.
- [7] Joskow, Paul L. (2007): “*Regulation of Natural Monopolies*”. Department of Economics, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, USA.
- [8] Leis ordinárias: Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995; Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004 e Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, todas disponíveis em: www.planalto.gov.br/legislacao.
- [9] Notas Técnicas de nº 020/2001-SRT/ANEEL e nº 021/2001-SRT/ANEEL, de 17 de setembro de 2001 e 05 de outubro de 2001, respectivamente, que definiram os “*critérios e procedimentos para determinação da remuneração das concessões de instalações de transmissão de energia elétrica pertencentes à rede básica*”.
- [10] Nota Técnica nº 049/2007-SRE/ANEEL, de 05 de março de 2007, e anexos, que estabeleceu a “*regulamentação do processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica*”.

[11] Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 01 de dezembro de 2009, e anexos, que estabeleceu a regulamentação do “*segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica*”.

[12] Nota Técnica nº 338/2010-SRE/ANEEL, de 28 de novembro de 2008, que propôs a “*regulamentação do processo de revisão tarifária dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica obtidos mediante licitação, na modalidade de leilão público*”.

[13] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS: Plano de Ampliações e Reforços (2010-2012) – Sumário Executivo, disponível em www.ons.org.br.

[14] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS: Procedimentos de Rede, Módulo 4 (Ampliações e reforços) e Módulo 15 (Administração de serviços e encargos de transmissão), disponível em www.ons.org.br.

[15] Vieira, I. e Silva, J.M. (2008) “*Parâmetros e diretrizes do cálculo da receita anual permitida associada aos reforços nas instalações de transmissão integrantes do Sistema Interligado Nacional*”. Em: XIV Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico – SEPEF, São Paulo, Brasil.

[16] Vieira, I. S. (2009). “*Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil*”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.

[17] Vieira, Isabela e Camargo, Ivan (2008); “*O crescimento da Receita Anual Permitida da Rede Básica frente à expansão do sistema de transmissão*”. Em: VI Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – CBPE, Salvador, Brasil.