

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
MESTRADO PROFISSIONAL EM REGULAÇÃO
E GESTÃO DE NEGÓCIOS - REGEN

CRISTIANO RIBEIRO ROCHA

**A LEI 12.783/2013 E O SEGMENTO DE TRANSMISSÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

BRASÍLIA

2013

CRISTIANO RIBEIRO ROCHA

**A LEI 12.783/2013 E O SEGMENTO DE TRANSMISSÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Departamento de Economia da Universidade
de Brasília para obtenção do Título de
Mestre em Regulação e Gestão de Negócios

Orientador: Prof. Dr. Paulo César Coutinho

BRASÍLIA

2013

CRISTIANO RIBEIRO ROCHA

**A LEI 12.783/2013 E O SEGMENTO DE TRANSMISSÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Departamento de Economia da Universidade
de Brasília para obtenção do Título de
Mestre em Regulação e Gestão de Negócios
Orientador: Paulo César Coutinho

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo César Coutinho - Orientador - UnB

Prof. Dr. Bernardo Pinheiro Machado Mueller - Membro Interno - UnB

Dr. Júlio César Rezende Ferraz - Membro Externo

AGRADECIMENTOS

Agradeço a toda a minha família pelo apoio sincero e incondicional.

Ao orientador, professor Paulo Coutinho, pelas contribuições na elaboração do trabalho.

Aos colegas da ANEEL, com quem aprendo dia após dia de trabalho.

Aos colegas do REGEN, com quem convivi ao longo do curso.

Por fim, agradeço aos meus amigos e a tantas outras pessoas importantes que fizeram ou fazem parte da minha vida, que direta ou indiretamente foram fundamentais para que eu atingisse mais este objetivo.

RESUMO

A publicação da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, impactou de forma relevante, direta ou indiretamente, os vários segmentos que compõem o setor elétrico. Ao consumidor final, o resultado foi a redução média da tarifa de energia elétrica em aproximadamente 20%. Na transmissão de energia elétrica, a renovação dos contratos das principais concessões de serviço público de transmissão, a vencer nos próximos anos, foi antecipada. Com a renovação, a nova receita deixou de conter entre seus componentes as parcelas referentes à depreciação e à remuneração dos investimentos, mantendo unicamente a parcela destinada à operação e manutenção. A redução imediata da tarifa de energia elétrica, apesar de benéfica em várias situações, requer análise de forma ampla. Foi analisado, do ponto de vista econômico, o cenário futuro provável comparativamente a um cenário proposto, juntamente com variáveis relacionadas ao desempenho do sistema e benefício do consumidor final. Os resultados obtidos, se considerado o longo prazo, apontam para um perfil de receita diferente do atual como mais adequado. Com a nova receita de remuneração do segmento de transmissão, vislumbra-se a possibilidade de surgimento de quadros de desincentivo à eficiência das empresas, podendo-se observar a majoração da parcela de receita remanescente, a redução do tempo médio de vida útil dos ativos ou a perda de qualidade do serviço.

Palavras-chave: Medida Provisória nº 579 de 2012. Lei nº 12.783 de 2013. Transmissão de Energia Elétrica. Renovação das Concessões.

ABSTRACT

The Provisional Measure 579/2012, enacted into Law 12.783/2013, strongly impacted, directly or indirectly, the whole electricity sector. As a result, a 20% average reduction in electricity tariff was obtained to the final consumer. In power transmission, the contracts renewal of the main public service concessionaires, which would soon expire, was anticipated. Within the renewal, the new revenue no longer includes the depreciation and the return on the non depreciated investment part, keeping only the operation and maintenance part. The sudden reduction in electricity tariff, although important in some situations, requires a broader analysis. It has been examined, from an economic perspective, the likely future scenario compared to a proposed scenario, along with variables related to the system performance and final consumers benefit. The results, considering the long-term, show that a different revenue profile could be more appropriate. The new revenue profile for power transmission is expected to counter-incentive business efficiency, to force an increase of the remaining revenue as well as to reduce the average life of the assets or the service quality.

Keywords: Provisional Measure 579/2012. Law 12.783/2013. Power Transmission. Concessions Renewal.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Gráfico de cotações da Cia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (TRPL4).....	20
Figura 2 - Gráfico de cotações da Eletrobrás (ELET6).....	21
Figura 3 - Gráfico de cotações da Cemig Geração e Transmissão (CMIG4)	21
Figura 4 - Gráfico de cotações da Copel Geração e Transmissão (CPEL6)	22
Figura 5 - Participação das transmissoras na RAP total até 31 de dezembro de 2012	33
Figura 6 - Participação na RAP por tipo de receita até 31 de dezembro de 2013.....	34
Figura 7 - Participação das transmissoras na RAP total a partir 1º de janeiro de 2013	35
Figura 8 - RAP com perfil plano	47
Figura 9 - RAP com perfil decrescente.....	48
Figura 10 - Perfil da RAP estabelecida pela Portaria nº 579, de 31 de outubro de 2012	49
Figura 11 - Evolução prevista para o Cenário 1	59
Figura 12 - Cenário 1, Cenário 2 e Cenário 2 em série uniforme	60
Figura 13 - Gráfico da variação da RAP devido a variações na vida útil média	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Novos valores de RAP conforme Portaria nº 579, de 31 de outubro de 2012	28
Tabela 2 - CELG GT - Celg Geração e Transmissão - Concessão 063/2001 - RAP até 31/12/2012 (R\$)	30
Tabela 3 - CELG GT - Celg Geração e Transmissão - Concessão 063/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)	30
Tabela 4 - CEMIG GT - Cemig Geração e Transmissão - Concessão 006/1997 - RAP até 01/12/2012 (R\$)	30
Tabela 5 - CEMIG GT - Cemig Geração e Transmissão - Concessão 006/1997 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)	30
Tabela 6 - ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil - Concessão 058/2001 - RAP até 01/12/2012 (R\$)	30
Tabela 7 - ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil - Concessão 058/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)	30
Tabela 8 - CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - Concessão 059/2001 - RAP até 01/12/2012 (R\$)	30
Tabela 9 - CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - Concessão 059/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)	31
Tabela 10 - CEEE GT - Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - Concessão 055/2001 - RAP até 01/12/2012 (R\$)	31
Tabela 11 - CEEE GT - Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - Concessão 055/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)	31
Tabela 12 - CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Concessão 061/2001 - RAP até 01/12/2012 (R\$)	31
Tabela 13 - CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Concessão 061/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)	31
Tabela 14 - COPEL GT - Copel Geração e Transmissão - Concessão 060/2001 - RAP até 01/12/2012 (R\$)	31
Tabela 15 - COPEL GT - Copel Geração e Transmissão - Concessão 060/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)	31
Tabela 16 - ELETROSUL - Eletrosul Centrais Elétricas - Concessão: 057/2001 - RAP até 01/12/2012 (R\$)	32

Tabela 17 - ELETROSUL - Eletrosul Centrais Elétricas - Concessão: 057/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)	32
Tabela 18 - FURNAS - Furnas Centrais Elétricas - Concessão 062/2001 - RAP até 01/12/2012 (R\$)	32
Tabela 19 - FURNAS - Furnas Centrais Elétricas - Concessão 062/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)	32
Tabela 20 - RAP das Concessionárias de Transmissão com Contratos Renovados (R\$)	35
Tabela 21 - VNR e VNR Residual das instalações remuneradas por RBNI/RCDM, a preços de outubro de 2012.....	37
Tabela 22 - Indenizações referentes às instalações remuneradas por RBNI/RCDM, a preços de outubro de 2012.....	38
Tabela 23 - VNR, Base Bruta, TD e Base Líquida referentes às instalações remuneradas por RBSE/RPC, a preços de junho de 2012	41
Tabela 24 - Situação dos ativos vinculados à concessão por tipo de receita.....	53
Tabela 25 - Situação global dos ativos vinculados à concessão.....	54
Tabela 26 - Análise comparativa dos cenários.....	58
Tabela 27 - Variação da RAP devido a variações na vida útil média	63
Tabela 28 - Parcela Variável e sua relação com a RAP.....	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
MP 579/12	Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012
RAP	Receita Anual Permitida
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
WACC	Custo Médio Ponderado de Capital
MME	Ministério de Minas e Energia
IPCA	Preços ao Consumidor Amplo
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TUST-RB	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - Rede Básica
TUST-FR	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - Fronteira
Cteep	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
Cemig	Companhia Energética de Minas Gerais S.A.
Copel	Companhia Paranaense de Energia S.A.
CEEE GT	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
CELG	Companhia Energética de Goiás S.A.
Eletronorte	Centrais Elétricas do Norte S.A.
Chesf	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco S.A.
Furnas	Furnas Centrais Elétricas S.A.
Eletrosul	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.
RBSE	Rede Básica Sistema Existente
RPC	Receita Demais Instalações de Transmissão e Instalações de Conexão
RBNI	Rede Básica Novas Instalações
RCDM	Receita Demais Instalações de Transmissão e Instalações de Conexão
DIT	Demais Instalações de Transmissão
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos serviços de energia elétrica
P&D	Programa de Pesquisa e Desenvolvimento
O&M	Operação e Manutenção
TCU	Tribunal de Contas da União

PIS	Programa de Integração Social
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
AVC	Avisos de Crédito
AVD	Avisos de Débito
VNR	Valor Novo de Reposição
RGR	Reserva Global de Reversão
TD	Taxa de Depreciação
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
CAEE	Custo Anual dos Ativos Elétricos
COM	Custo de Operação e Manutenção
QRR	Quota de Reintegração Regulatória
RBC	Remuneração Bruta do Capital
RLC	Remuneração Líquida do Capital
DA	Depreciação Acumulada
USTB10	United States Treasury Bond 10 years
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento
MCPSE	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
PV	Parcela Variável
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
SAC	Sistema de Amortização Constante

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
2 DESENVOLVIMENTO	15
2.1 O SEGMENTO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL ..	15
2.2 A MEDIDA PROVISÓRIA 579, DE 11 DE SETEMBRO DE 2012	19
2.3 A MEDIDA PROVISÓRIA 591, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2012.....	25
2.4 A LEI Nº 12.783, DE 11 DE JANEIRO DE 2013.....	26
2.5 A NOVA RAP	26
2.6 A COMPOSIÇÃO DAS RECEITAS DE TRANSMISSÃO.....	28
2.7 AS INDENIZAÇÕES	36
2.7.1 Primeira Parte	36
2.7.2 Segunda Parte	40
2.8 PIS COFINS	41
2.9 O CÁLCULO DA RECEITA.....	42
2.9.1 Perfil Plano	43
2.9.2 Perfil Decrescente	44
2.10 A COMPOSIÇÃO DA RECEITA	46
2.11 O CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL - WACC.....	49
2.12 ANÁLISE DA NOVA RAP	50
2.12.1 Indenizações	51
2.12.2 Cenário Atual - Cenário 1	54
2.12.3 Cenário Alternativo - Cenário 2	55
2.12.3 Análise comparativa	60
2.13 VARIAÇÕES NA VIDA ÚTIL.....	62
2.14 QUALIDADE - PARCELA VARIÁVEL (PV).....	65
2.15 ENCARGOS E TRIBUTOS.....	67
2.16 REGULAMENTAÇÃO ATUAL E ADEQUAÇÕES.....	68
2.17 PERFIL DECRESCENTE	69
2.18 PORTARIA Nº 267 DE 13 DE AGOSTO DE 2013.....	71
2.19 AUDIÊNCIA PÚBLICA 101/2013	71
3 CONCLUSÕES	73
REFERÊNCIAS	76

1 INTRODUÇÃO

A redução do preço da energia elétrica tem recebido atenção especial do Governo Federal. O crescimento do Produto Interno Bruto, o desenvolvimento da indústria, o controle da inflação, enfim, o dia a dia de cada brasileiro depende fundamentalmente do preço deste insumo.

Ao publicar a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, o Governo Federal deu um passo importante nesta direção. Todos os elementos que fazem parte do setor foram direta ou indiretamente envolvidos, com o segmento de transmissão de energia elétrica exercendo papel relevante nesse processo.

Com a renovação dos contratos de concessão de serviço público de transmissão, a nova receita das principais transmissoras - nove ao todo - passou a não conter entre seus componentes a parcela referente à depreciação e à remuneração dos investimentos. Tanto o conjunto de ativos que compunham a chamada base "blindada", isto é, aqueles que já constavam da base de ativos quando da assinatura dos contratos iniciais, quanto os ativos implantados posteriormente em decorrência de reforços na rede, executados por meio de autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, passaram a contar unicamente com a parcela destinada à operação e manutenção dos ativos.

Neste contexto, apesar da redução imediata da tarifa de energia elétrica, o que, isoladamente, pode ser considerado positivo, é importante que esta nova realidade seja avaliada de forma ampla. A hipótese é que, em contrapartida, poderão surgir quadros de menor incentivo à eficiência das empresas, com a redução do tempo médio de vida útil dos ativos ou a perda de qualidade do serviço, observando-se ainda a majoração da parcela de receita remanescente,

Tendo em vista o impacto que o preço da energia elétrica tem na vida dos brasileiros e a importância da transmissão na formação do preço da energia elétrica, ao se considerar o impacto no segmento em decorrência da MP 579/2012, questões relacionadas à regulação econômica do concessionário de transmissão tornam-se importante objeto de análise.

O objeto desta pesquisa é analisar os impactos diretos e indiretos da MP 579/2012 e da Lei 12.783/2013, avaliar de forma crítica a nova estrutura estabelecida, buscar alternativas e propor soluções, em especial no que se refere à

forma de remuneração das transmissoras, que se mostrem mais interessantes ao consumidor no médio e longo prazo, favorecendo maior eficiência no setor e a modicidade das tarifas de forma duradoura.

O tema ganha especial relevância com a grande participação que as instalações alcançadas pela medida provisória têm no total de instalações de transmissão. Além disso, os resultados obtidos poderão servir de referência para tratamento futuro a ser dispensado às concessões licitadas, hoje não atingidas pela medida, mas que chegarão ao instante em que é previsto o fim do recebimento da receita com instalações em condições semelhantes às atuais.

2 DESENVOLVIMENTO

2.1 O SEGMENTO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O serviço público de transmissão de energia elétrica no Brasil é caracterizado por instalações de nível de tensão maior ou igual a 230 mil volts. São mais de 100 mil quilômetros de extensão de linhas de transmissão e centenas de subestações, que, somadas a instalações de menor tensão, formam o Sistema Interligado Nacional, que alcança quase toda a carga atendida no território nacional.

Sob responsabilidade de um concessionário, delegatário da União, as linhas de transmissão e subestações são disponibilizadas para operação mediante o recebimento de uma Receita Anual Permitida - RAP. As instalações de transmissão em nível de tensão maior ou igual a 230 kV compõem a chamada Rede Básica. Seus custos são rateados por todos aqueles que direta ou indiretamente se conectam ao sistema.

O planejamento da expansão do sistema é realizado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, cuja criação foi autorizada pela Lei 10.847¹, de 15 de março de 2004. Compete à EPE “elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos”, conforme disposto no inciso VII do art. 4º.

A coordenação e o controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN cabem ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, criado pela Lei 9.648/98², pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil, sem fins lucrativos, fiscalizado e regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel. Para o exercício de suas atribuições legais e cumprimento de sua missão institucional, o ONS desenvolve estudos e ações a serem exercidas sobre o sistema e seus

¹ BRASIL, Lei Nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/lei/110.847.HTM>. Acesso em: 21 jan. 2013.

² BRASIL, Lei Nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19648cons.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

agentes para manejar o estoque de energia de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país.

As instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionários de serviços públicos de transmissão são classificadas segundo características como nível de tensão, usuário do serviço, contrato a que estão vinculadas, etc. A cada tipo é associado um tipo de receita, o que possibilita que tais instalações recebam tratamentos regulatórios diferentes. Podem ser classificadas como pertencentes à Rede Básica, às Demais Instalações de Transmissão, como destinadas ao uso exclusivo de geradores ou consumidores, dentre outras classificações.

A remuneração do serviço de transmissão segue o regime de “receita teto” (em inglês, *Revenue Cap*), modalidade que busca proporcionar incentivos à eficiência na prestação do serviço. O concessionário de transmissão faz jus ao recebimento de uma receita máxima (a Receita Anual Permitida - RAP) em contrapartida à disponibilização das instalações sob sua responsabilidade para operação.

A ampliação deste sistema ocorre por meio dos leilões. Um novo concessionário se dispõe a prestar determinado serviço, especificado no edital da licitação, ofertando - entenda-se, se dispondo a receber - determinado valor de RAP. Vence o leilão o proponente que ofertar a menor receita, ou o maior deságio em relação à RAP teto por um determinado serviço. Assim, apesar da característica de monopólio deste mercado, há competição para que dele se possa participar.

A receita teto dos leilões é calculada a partir do Banco de Preços de Referência ANEEL, estabelecido pela Resolução Homologatória 758/2009³, e de parâmetros como o Custo Médio Ponderado de Capital - WACC - e a vida útil dos equipamentos.

A RAP - não apenas a relativa aos contratos decorrentes de licitação - apresenta-se em dois perfis: plano e decrescente. O perfil plano prevê o recebimento pelo transmissor de parcelas iguais de receita, tal que a receita seja constante, descontadas as atualizações por índices, ao longo da prestação do serviço. Por ser constante, a parcela da receita referente à depreciação do ativo varia ao longo do tempo. Em perfil decrescente, como o próprio nome diz, a receita decai ao longo do tempo, segundo uma taxa de depreciação regulatória. Diferentemente do perfil

³ ANEEL. **Resolução Homologatória Nº 758, de 6 de janeiro de 2009**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2009758.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

plano, no perfil decrescente a quota de reintegração regulatória - parcela da RAP que destinada a cobrir a parcela de depreciação do ativo - é que é constante, fazendo com que a receita acabe ao fim da vida útil estimada pelo ativo.

Ao concessionário de transmissão são garantidos diversos direitos e também impostas obrigações. Dentre as obrigações está a realização de reforços nas instalações que se encontram sob sua tutela em contrapartida ao recebimento de um adicional de receita.

A ANEEL determina que estes reforços sejam implementados em instalações sob responsabilidade de concessionários de transmissão de acordo com a necessidade apontada pelo Ministério de Minas e Energia - MME, que publica periodicamente a Consolidação de Obras, documento consolidado com a participação da EPE e do ONS.

Esta modalidade supre a necessidade de crescimento do sistema em situações específicas em que é mais eficiente a outorga do serviço a um concessionário existente, mesmo não havendo competição, do que a entrada de um novo concessionário. Por exemplo, a instalação do segundo transformador em instalações que serão compartilhadas por ele, minimizando-se os investimentos adicionais.

A RAP percebida pelos concessionários de serviços de transmissão é submetida periodicamente a revisões e reajustes. As revisões, na realidade, abrangem não apenas a receita, mas toda a concessão.

As revisões não são exclusividade da transmissão e nem mesmo do setor elétrico. São, na verdade, comumente previstas em contratos de concessão em diversos setores, e representam garantias tanto ao concessionário quanto à União. As revisões podem ocorrer de forma extraordinária, por solicitação do concessionário ou periodicamente. O processo de Revisão Periódica tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão (geralmente de quatro ou cinco anos), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A depender do tipo da concessão, podem ser revisados desde parâmetros como custo e estrutura de capital, até a base de remuneração em si, os ativos que a compõem e o custo a eles atribuído.

Já o reajuste da RAP corresponde à atualização a cada período tarifário por meio de índices, conforme previsão de cada contrato. O período tarifário inicia em 1º de julho e termina em 30 de junho do ano subsequente. É realizado, na maioria dos

casos, com base no Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE.

Uma característica importante do sistema de transmissão é a garantia ao "livre acesso", conforme instituído pelas Leis 9.074/95⁴ e 9.648/98⁵. O livre acesso é o direito que qualquer agente ou consumidor livre tem de, atendendo a determinados requisitos, se conectar e fazer uso do sistema elétrico mediante o ressarcimento dos custos envolvidos. O livre acesso é um instrumento básico à efetiva competição na geração e na comercialização de energia elétrica, buscada no modelo brasileiro.

Do ponto de vista de quem utiliza os sistemas de transmissão - praticamente todos os consumidores de energia, direta ou indiretamente - o pagamento pelo uso dos sistemas dá-se por meio de tarifas, associadas à demanda e ao consumo de cada usuário. As Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST são calculadas com a metodologia nodal, que fornece um sinal econômico locacional, conforme preconizado em lei. As tarifas são reajustadas anualmente na mesma data em que ocorrem os reajustes das Receitas Anuais Permitidas - RAP das concessionárias de transmissão.

A parcela principal da TUST, a TUST-RB (Rede Básica), refere-se às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, isto é, com nível de tensão igual ou superior a 230 kV, utilizadas para promover a otimização dos recursos elétricos e energéticos do sistema. Assim, gera tarifas aplicáveis a todos os usuários. Seu cálculo é realizado a partir de simulação com o programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, isto é, as linhas de transmissão, subestações, geração e carga, uma receita total a ser arrecadada e alguns parâmetros estabelecidos por meio da Resolução Normativa nº 559⁶, de 2013. Essa receita é composta principalmente pela RAP a ser paga às concessionárias de transmissão, além de parte do orçamento do ONS, de uma Parcela de Ajuste, correspondente às diferenças de arrecadação do período

⁴ BRASIL, Lei Nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

⁵ BRASIL, Lei Nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19648cons.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

⁶ ANEEL. **Resolução Normativa Nº 559, de 27 de junho de 2013**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013559.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

anterior, e de uma previsão de receita para pagamento de instalações de transmissão que irão entrar em operação ao longo do período considerado.

Já o serviço de transmissão prestado por instalações de transformação necessárias para rebaixar as altas e extra altas tensões da transmissão para as tensões de distribuição é pago unicamente pelos agentes que dele se beneficiam, por meio de uma parcela específica da TUST denominada TUST-FR (Fronteira). A TUST-FR incorpora ainda os custos de transporte associados às Demais Instalações de Transmissão - DIT compartilhadas entre as concessionárias de distribuição.

Na composição da tarifa ao consumidor final, a parcela referente à transmissão soma-se às parcelas referentes ao custo da energia, ao custo de distribuição, aos encargos setoriais e aos tributos. Apesar de ter um dos menores pesos na tarifa, o segmento de transmissão tem participação relevante em termos econômicos para o país, que depende de um amplo e complexo sistema de transmissão em razão das características de sua matriz energética, das dimensões geográficas e de sua distribuição populacional.

2.2 A MEDIDA PROVISÓRIA 579, DE 11 DE SETEMBRO DE 2012

Em 11 de setembro de 2012, por meio da Medida Provisória nº 579⁷, o Governo Federal deu início a importantes alterações no segmento de transmissão, e, direta ou indiretamente, no setor elétrico como um todo. A medida provisória, convertida na Lei 12.783⁸/2013, propôs a prorrogação por mais 30 anos das concessões de geração e transmissão que venceriam entre 2015 e 2017. Impôs, para isso, diversas condições com o objetivo final de reduzir a tarifa de energia elétrica. Com tal medida, que também incluiu desonerações de alguns encargos, o governo alcançou a diminuição do preço da energia elétrica aos consumidores em

⁷ BRASIL, medida Provisória Nº 579, de 11 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

⁸ BRASIL, Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nos 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei no 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

aproximadamente 16% para as residências e em até 28% para a indústria, algo em torno de 20% em média a partir de 2013.

As condições apresentadas pela MP 579/2012⁹ aos concessionários de transmissão, no entanto, não agradaram empresas e acionistas. A medida trouxe alta volatilidade às ações de energia elétrica listadas em bolsa, levando críticos a chamarem o evento de “11 de setembro do setor elétrico”. Em algumas transmissoras impactadas pela medida - pois do universo de transmissoras, as licitadas sofreram pouco ou nenhum impacto e não fazem parte da análise - a queda das ações chegou a 10% no dia da publicação e a 20% no dia seguinte, à medida em que o mercado “digeria” seus resultados. As Figuras 1, 2, 3 e 4 trazem os gráficos em *candlesticks* com as cotações das ações preferenciais das concessionárias envolvidas CTEEP (TRPL4), Eletrobrás (ELET6), Cemig (CMIG4) e Copel (CPLE6) - exceto CEEE GT e CELG GT pela baixa liquidez - com destaque para o dia 11 de setembro. Eletronorte, Chesf, Furnas e Eletrosul são representadas pela *holding* Eletrobrás. A cotação de fechamento do dia anterior está indicada no eixo vertical, à direita do gráfico.

Figura 1 - Gráfico de cotações da Cia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (TRPL4)



Fonte: Rico.com.vc, 2013.¹⁰

⁹ BRASIL, medida Provisória Nº 579, de 11 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

¹⁰ Informações disponíveis apenas por meio de acesso à plataforma da empresa.

Figura 2 - Gráfico de cotações da Eletrobrás (ELET6)



Fonte: Rico.com.vc, 2013.

Figura 3 - Gráfico de cotações da Cemig Geração e Transmissão (CMIG4)



Fonte: Rico.com.vc, 2013.

Figura 4 - Gráfico de cotações da Copel Geração e Transmissão (CPEL6)



Fonte: Rico.com.vc, 2013.

A queda acentuada das cotações foi reflexo da quebra da expectativa criada com o desempenho futuro destas empresas, o que é normalmente precificado e antecipado pelo mercado.¹¹ Importante acrescentar que todas as empresas já haviam apresentado quedas acentuadas em pregões anteriores ao dia da publicação, uma provável antecipação do mercado à publicação da MP 579/2012, com pequenos grupos já se desfazendo de suas posições a partir de informações assimétricas, isto é, já sob domínio, mas ainda não divulgadas em massa. Estes dois momentos, ou seja, a queda que se inicia um pouco antes e sua continuidade por alguns dias, dão a dimensão do impacto total.

A queda das ações destas concessionárias deveu-se em grande medida ao que dispôs o §2º do art. 15 da MP 579/2012¹², transcrito a seguir:

Art. 15. A tarifa ou receita de que trata esta Medida Provisória deverá considerar, quando houver, a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados

¹¹ Ressalta-se não implica dizer que houve quebra de contrato ou desrespeito à legislação por parte do Governo Federal, mas que foram contrariadas as expectativas formadas até então pelo mercado, que teve para isso "suas próprias" razões.

¹² BRASIL, medida Provisória Nº 579, de 11 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

pelo poder concedente, e será revisada periodicamente na forma do contrato de concessão ou termo aditivo.

§ 1º O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para a finalidade de que trata o caput ou para fins de indenização, utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

§ 2º Os bens reversíveis vinculados às concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei no 9.074, de 1995, existentes em 31 de maio de 2000, independentemente da vida útil remanescente do equipamento, **serão considerados totalmente amortizados pela receita auferida pelas concessionárias de transmissão, não sendo indenizados ou incluídos na receita de que trata o caput.** [Grifo do autor].

O § 5º do art. 17 da Lei 9.074/95¹³, ao qual o § 2º do art. 15 da MP 579/2012 faz referência, dispõe que:

§ 5º As instalações de transmissão, classificadas como integrantes da rede básica, poderão ter suas concessões prorrogadas, segundo os critérios estabelecidos nos arts. 19 e 22, no que couber.

Os bens reversíveis a que o caput do art. 15 faz referência cuidam dos bens que constaram dos contratos iniciais, assinados por volta do ano de 2000 pelas transmissoras do grupo Eletrobrás - Eletronorte, Chesf, Furnas e Eletrosul -, Cteep, Cemig GT, Copel, CEEE GT e CELG GT. Estas empresas se diferenciam das transmissoras licitadas por possuírem sob sua gestão ativos anteriores à mudança do modelo, incorporados ao novo modelo já com algum grau de depreciação por já estarem em uso.

Esse conjunto de ativos “existentes” representa quase 50% de todo o sistema de transmissão¹⁴ em operação. Com a assinatura dos contratos iniciais, por volta do ano 2000, passaram a ser remunerados pela receita denominada Rede Básica Sistema Existente - RBSE, se integrantes da Rede Básica, ou RPC, se referente às Demais Instalações de Transmissão e conexões. A principal característica desta receita era a de ser blindada contra revisões periódicas, sendo apenas reajustada anualmente pelo Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M.

¹³ BRASIL, Lei Nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013

¹⁴ Estimativa feita com base na RAP antes da redução decorrente da Lei n. 12.783/2013 das instalações em operação.

A discussão maior envolvendo as RBSE instaurou-se sobre a forma como estes bens seriam avaliados ao final dos contratos, a maioria em julho de 2015. Se estariam completamente amortizados e depreciados, ou se ainda teriam algum saldo remanescente. Considerar que havia ainda um saldo a ser quitado com as empresas, como alegaram, implicaria o direito ao recebimento de bilhões de reais em indenizações, direta ou indiretamente pagos pelo consumidor de energia elétrica, ou mesmo pelo brasileiro como contribuinte, se considerada a ocorrência de aporte do Tesouro.

Não foi o que entendeu - em um primeiro momento - o Governo Federal, dispondo no § 2º do art. 15 da medida provisória que todas as instalações remuneradas, exceto novos investimentos realizados, já estariam completamente "pagas", pertencendo a partir daquele momento à União, e, logo, a toda a sociedade. Não haveria que se falar, portanto, em indenização. Impôs-se, ao mesmo tempo, a condição de renovação antecipada das concessões, antecipando-se os efeitos da redução da energia para o início do ano de 2013. Caso as condições para renovação não fossem aceitas - o que realmente aconteceu com alguns geradores - manter-se-iam as condições vigentes até a realização de uma nova licitação ao advento do termo contratual.

Os transmissores não concordaram, alegando que haveria mais de R\$ 20 bilhões de saldo remanescente, pois não teria sido adotado o critério de amortização total dos equipamentos ao final dos contratos em 2015 quando do cálculo das receitas.

A outra parte dos ativos destas empresas é composta pelas instalações implantadas ao longo dos anos subsequentes à assinatura dos contratos iniciais por meio de autorizações de reforços emitidas pela ANEEL. Representam aproximadamente 19% da rede¹⁵. Os reforços, apesar de economicamente expressivos, são a exceção à regra de realização de licitações para a expansão do sistema. É o que dispõe o artigo 6º do Decreto 2.655¹⁶, de 2 de julho de 1998:

6º Ressalvados os casos indicados na legislação específica, a atividade de transmissão de energia elétrica será exercida mediante concessão,

¹⁵ Assim para as RBSE/RPC, estimativa feita com base na RAP das instalações em operação, antes da redução decorrente da Lei n. 12.783/2013.

¹⁶ BRASIL, Decreto Nº 2.655, de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655.htm>. Acesso em: 17 out. 2013.

precedida de licitação, observado o disposto no art. 3º deste regulamento.
§ 1º Os reforços das instalações existentes serão de responsabilidade da concessionária, mediante autorização da ANEEL.

A receita destas instalações era¹⁷ classificada como Rede Básica Novas Instalações - RBNI, se pertencentes à Rede Básica, ou RCDM, se pertencentes às Demais Instalações de Transmissão ou conexões. Por tratarem-se de instalações indiscutivelmente não depreciadas ou amortizadas por completo, já que tinham, no máximo, 13 anos de existência, foi calculado o saldo a ser restituído aos transmissores a título de indenização. Esta previsão constou do caput art. 15 da MP 579/2012¹⁸. O montante total foi estabelecido em R\$ 12,96 bilhões pela Portaria Interministerial nº 580/MME/MF¹⁹, de 1º de novembro de 2012, como será abordado mais adiante.

Independentemente do tipo de instalação, se nova ou "existente", e de haver ou não um saldo a ser restituído às empresas, todas as instalações em operação passaram a ser remuneradas por parcela de receita destinada unicamente a operação e manutenção. Esta nova RAP foi estabelecida pela Portaria nº 579, de 31 de outubro de 2012.

O pagamento das indenizações - até o momento, apenas as referentes às RBNI e RCDM - ocorreu por mecanismo externo à tarifa - por meio de recursos da Reserva Global de Reversão e do Tesouro Nacional, o que não compromete a redução do preço da energia esperado.

2.3 A MEDIDA PROVISÓRIA 591, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2012

Em 29 de novembro de 2012, por meio da MP 591²⁰, o governo voltou atrás em parte de sua decisão. Reconsiderou o que dispôs a respeito da completa

¹⁷ Com a Medida Provisória, toda a receita foi reclassificada para RBSE e RPC, estabelecendo novo marco inicial. Continua sendo a denominação utilizada para a receita de instalações futuras.

¹⁸ BRASIL, medida Provisória Nº 579, de 11 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

¹⁹ BRASIL, Portaria Interministerial Nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Port_580_inter_MF_indenizaxes_ministerio_da_fazenda.pdf>. Acesso em: 21 jan. 2013.

²⁰ BRASIL, Medida Provisória 591/2012 | Medida Provisória nº 591, de 29 de novembro de 2012. Altera a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, e

amortização dos ativos, reconhecendo ser devida aos transmissores a parcela não depreciada dos ativos referente às RBSE e RPC, trazendo algum ânimo aos investidores com a expectativa sobre o recebimento de indenizações adicionais aos já estabelecidos R\$ 12,96 bilhões. Com a retificação, o § 2º do art. 15 passou a ter a seguinte redação:

§ 2º Fica o poder concedente autorizado a pagar, na forma de regulamento, para as concessionárias que optarem pela prorrogação prevista nesta Medida Provisória, nas concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei no 9.074, de 1995, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela ANEEL.

2.4 A LEI Nº 12.783, DE 11 DE JANEIRO DE 2013

Em 14 de janeiro a MP 579/2012 foi convertida na Lei nº 12.783²¹, com alguns vetos relacionados à modicidade tarifária e ao equilíbrio econômico financeiro das concessionárias após contribuições do Congresso, onde havia sido votada em 18 de dezembro.

2.5 A NOVA RAP

As novas RAP de que trata o art. 13 da MP 579/2012²² foram estabelecidas com a participação da ANEEL, da EPE e do MME.

O art. 17 do Decreto 7.805²³ estabelece que o MME representa o Poder Concedente para fins do próprio Decreto e da MP 579/2012. Por meio da Nota

sobre a modicidade tarifária. Disponível em: <<http://presrepublica.jusbrasil.com.br/legislacao/1033527/medida-provisoria-591-12>>. Acesso em: 21 jan. 2013.

²¹ BRASIL, Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nos 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei no 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

²² BRASIL, medida Provisória Nº 579, de 11 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

²³ BRASIL, Decreto Nº 7.805, de 14 de setembro de 2012. Regulamenta a Medida Provisória no 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/Decreto/D7805.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

Técnica nº 383/2012-SRE/ANEEL, constante do processo 48500.005619/2012-48, a ANEEL apresentou ao MME proposta para definição dos custos de operação e manutenção, encargos e tributos para a composição da receita inicial dos contratos prorrogados.

Para o cálculo, a ANEEL adotou como referência o nível médio de eficiência verificado dentre as empresas, com ajustes em função do nível de qualidade do serviço prestado (obtido a partir da relação entre a Parcela Variável e a receita total).

Como insumo do modelo de eficiência, foram considerados os dados contábeis de custos operacionais do período de 2007 a 2011, com as devidas adequações quanto ao tipo de dado, nível salarial de cada região, tipo de contrato, etc. A partir destes dados foram obtidos os custos considerados eficientes para cada uma das empresas. Os valores finais foram concebidos após a soma dos montantes correspondentes à Taxa de Fiscalização dos serviços de energia elétrica - TFSEE e do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.

Complementarmente ao processo de estabelecimento de receita, a EPE emitiu a Nota Técnica DEA/DEE 01/12²⁴, de outubro de 2012, intitulada "Proposta de Remuneração dos Serviços de Operação e Manutenção (O&M)" propondo um valor de remuneração ("taxa de lucro") a ser incluído nas tarifas de prestação de serviços de operação e manutenção de geração e transmissão das empresas de energia elétrica.

A Nota Técnica propôs a aplicação de uma "taxa de lucro" sobre a receita de operação e manutenção calculada - apesar de conceituar "lucro" como a parcela destinada a remunerar, dentre outros, "o custo de oportunidade do capital aplicado" que, neste caso, deixou de existir. A nota toma por base o Acórdão 325/2007 - TCU - Plenário, citando a faixa de aceitabilidade de lucro de 3,8% a 10,0%, com média de 6,9%, assim como o Acórdão 2369/2011, que indica uma faixa de variação do lucro de 5% a 12%, com média de 8,5%. Citou ainda, a título exemplificativo quanto à ordem de grandeza, o Decreto-lei 1.383, de 26 de dezembro de 1974, o qual estabeleceu o valor de 10% ao ano como remuneração legal do investimento dos concessionários integrados nos planos de aplicação dos recursos da Reserva Global de Garantia. Assim, concluiu a EPE pela necessidade de aumento das receitas

²⁴ Ministério de Minas e Energia. **Nota Técnica DEA/DEE 01/12**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Portarias_concessoes/Nota_Tecnica_EPE.pdf>. Acesso em 15 jan. 2013.

apresentas pela ANEEL em 10% como taxa de lucro, o que foi aceito e implementado pelo MME.

A Portaria nº 579, de 31 de outubro de 2012, apresentou os novos valores de RAP, calculados considerando a data-base de outubro de 2012. A tabela abaixo apresenta os valores publicados no Anexo I da Portaria.

Tabela 1 - Novos valores de RAP conforme Portaria nº 579, de 31 de outubro de 2012

Contrato de Concessão	Concessionária	RAP (R\$/ano)
063/2001-ANEEL	CELG GT	16.468.803,68
006/1997-DNAEE	CEMIG GT	148.535.678,05
058/2001-ANEEL	ELETRONORTE	276.252.486,49
059/2001-ANEEL	CTEEP	515.621.172,35
055/2001-ANEEL	CEEE GT	177.047.949,36
061/2001-ANEEL	CHESF	517.607.206,41
060/2001-ANEEL	COPEL	116.093.982,73
057/2001-ANEEL	ELETROSUL	406.109.440,15
062/2001-ANEEL	FURNAS	629.802.717,27
Total		2.803.539.436,49

Fonte: Brasil, Portaria nº 579, de 31 de outubro de 2012.²⁵

As receitas publicadas pela Portaria nº 579/2012 foram homologadas pela ANEEL em retificação da Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

2.6 A COMPOSIÇÃO DAS RECEITAS DE TRANSMISSÃO

Cada receita total é composta pela soma de parcelas menores de receita agrupadas segundo critérios como tipo de instalação e tipo de usuário do serviço. Disto resultam as seguintes classificações:

- RBSE: parcela da RAP referente às instalações de transmissão classificadas como Rede Básica, podendo ser custeadas por todo o condomínio - coluna Rede Básica - ou, quando situada na fronteira da rede, apenas pelos usuários diretamente atendidos - coluna Rede Básica Fronteira. Após a renovação dos contratos, passou a abranger também as RBNI em operação comercial.

²⁵ BRASIL, medida Provisória Nº 579, de 11 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2011-2014/2012/mpv/579.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

- RBNI: parcela da RAP referente às instalações de transmissão classificadas como Rede Básica autorizadas pela ANEEL. Seguem a mesma classificação que a RBSE quanto à localização na rede e, conseqüentemente, quanto ao pagante. Como mencionado, as instalações que já haviam entrado em operação quando da renovação dos contratos foram reclassificadas para RBSE.
- ACESSO: encontrada apenas na tabela da CTEEP, correspondia, até 31/12/12, ao pagamento de encargo à CTEEP por dois consumidores que se conectaram ao sistema por meio de instalações implementadas pela própria CTEEP, via autorização da ANEEL. Por ser mais célere, ou até menos dispendioso, a depender de quem realiza a obra, é bem mais frequente a implantação de instalações seccionadoras pelo próprio acessante, que deve transferi-las em seguida ao transmissor responsável. Ironicamente, os que optaram pelo acesso via concessionário de transmissão foram beneficiados pela MP 579/2012, já que viram tais instalações serem completamente amortizadas e os encargos devidos drasticamente reduzidos.
- RPC: parcela da RAP referente às instalações classificadas como DIT, podendo ser destinada ao uso exclusivo de um consumidor - coluna "DIT (EXCLUSIVO)" - ou compartilhado - coluna "DIT (COMPARTILHADO)".
- RCDM: parcela da RAP referente às instalações classificadas como DIT autorizadas pela ANEEL, podendo ser destinada ao uso exclusivo de um consumidor - coluna "DIT (EXCLUSIVO)" - ou compartilhado - coluna "DIT (COMPARTILHADO)". Analogamente à RBNI, foi reclassificada como RPC com a renovação dos contratos.

As tabelas abaixo apresentam as receitas homologadas para cada uma das nove transmissoras envolvidas, com a disposição da RAP antes e depois da redução. São elas: CELG GT, Cemig GT, Eletronorte, CTEEP, CEEE GT, Chesf, Copel GT, Eletrosul e Furnas. São apresentados dois valores de receita total. O primeiro corresponde à soma de todas as receitas devidas à empresa até 31 de dezembro de 2012, ou seja, antes de serem incorporadas as mudanças. O segundo corresponde à mesma soma, porém já com a redução da RAP em decorrência da medida, que passou a valer em 1º de janeiro de 2013.

Tabela 2 - CELG GT - Concessão 063/2001 - RAP até 31/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
23.481.953,95	3.497.989,52	8.153.240,99	7.124.668,25	1.350.157,16	210.963,54			43.818.973,41

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012²⁶.

Tabela 3 - CELG GT - Concessão 063/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
9.840.014,84		6.036.165,59		592.623,25				16.468.803,68

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Tabela 4 - CEMIG GT - Concessão 006/1997 - RAP até 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
323.173.404,03	43.552.583,94	61.020.192,02	5.767.322,77	45.830.965,28	5.793.237,40	110.462,40		485.248.167,84

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Tabela 5 - CEMIG GT - Concessão 006/1997 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
113.103.794,49		18.985.965,90		16.407.374,77		38.542,89		148.535.678,05

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Tabela 6 - ELETRONORTE - Concessão 058/2001 - RAP até 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
645.818.650,77	304.029.224,3	38.162.737,11	62.158.952,98	22.854.099,71	2.180.079,72	10.207.434,91	269.640,8	1.085.680.820,3

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Tabela 7 - ELETRONORTE - Concessão 058/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
233.219.829,35	233.219.829,35		28.431.081,18	10.889.343,59		3.712.232,37		276.252.486,49

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Tabela 8 - CTEEP - Concessão 059/2001 - RAP até 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE+Acesso	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
1.057.593.693,2	194.769.599,3	243.842.224,8	157.306.883,7	133.140.452,	58.538.811,	241.543.127,	62.920.334,4	2.149.655.126,2

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

²⁶ ANEEL. Resolução Homologatória nº 1313 da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, 26 set. 1999. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisadigit.cfm>>. Acesso em: 21 jan. 2013.

Tabela 9 - CTEEP - Concessão 059/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
274.017.026,99		84.070.000,35		57.072.660,33		100.461.484,68		515.621.172,35

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Tabela 10 - CEEE GT - Concessão 055/2001 - RAP até 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
229.109.765,13	85.351.418,58	52.411.963,8	38.869.703,1	61.724.422,97	9.226.720,78	16.879.546,88	2.126.082,36	495.699.623,63

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Tabela 11 - CEEE GT - Concessão 055/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
96.842.484,33		32.953.381,71		38.919.994,12		8.332.089,20		177.047.949,36

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Tabela 12 - CHESF - Concessão 061/2001 - RAP até 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
902.781.573,06	207.114.250,3	85.199.725,83	74.777.138,07	63.194.077,44	19.038.244,1	11.408.973,1	921.398,3	1.364.435.380,25

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Tabela 13 - CHESF - Concessão 061/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
405.249.120,98		59.728.467,51		44.720.945,25		7.908.672,67		517.607.206,41

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Tabela 14 - COPEL GT - Concessão 060/2001 - RAP até 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
68.041.049,37	130.226.326,49	24.308.333,07	43.847.591,97	29.591.929,62	8.811.710,60			304.826.941,12

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Tabela 15 - COPEL GT - Concessão 060/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
71.840.890,34		33.183.507,77		11.069.584,62				116.093.982,73

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Tabela 16 - ELETROSUL - Concessão: 057/2001 - RAP até 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
420.267.615,38	325.273.867,87	24.679.625,57	48.764.605,93	59.542.868,31	17.547.378,25	131.718,59		896.207.679,90

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Tabela 17 - ELETROSUL - Concessão: 057/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
322.393.019,74		33.698.412,06		49.881.533,86		136.474,49		406.109.440,15

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Tabela 18 - FURNAS - Concessão 062/2001 - RAP até 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
903.980.558,1	514.991.194,8	88.165.638,9	54.617.428,0	643.922.032,7	24.011.516,3	16.310.655,7	2.380.973,6	2.248.379.998,2

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Tabela 19 - FURNAS - Concessão 062/2001 - RAP a partir de 01/12/2012 (R\$)

REDE BÁSICA		REDE BÁSICA FRONTEIRA		DIT (EXCLUSIVO)		DIT (COMPARTILHADO)		TOTAL
RBSE	RBNI	RBSE	RBNI	RPC	RCDM	RPC	RCDM	
362.329.083,88		41.170.463,36		219.658.950,40		6.644.219,63		629.802.717,27

Fonte: a Resolução Homologatória nº 1.313, de 26 de junho de 2012.

Importante destacar que com as reclassificações mencionadas, todas as receitas de instalações já em operação receberam a rubrica RBSE, se pertencentes à Rede Básica, ou RPC, se classificadas como DIT. Se uma mesma função transmissão continha elementos com receita RBSE e RBNI, a reclassificação incluiu também o agrupamento destes em uma única receita correspondente. Isso dificulta a análise precisa, de forma isolada, da variação da RBSE antiga de um em relação à parcela que cabe ao mesmo conjunto de ativos na nova receita.

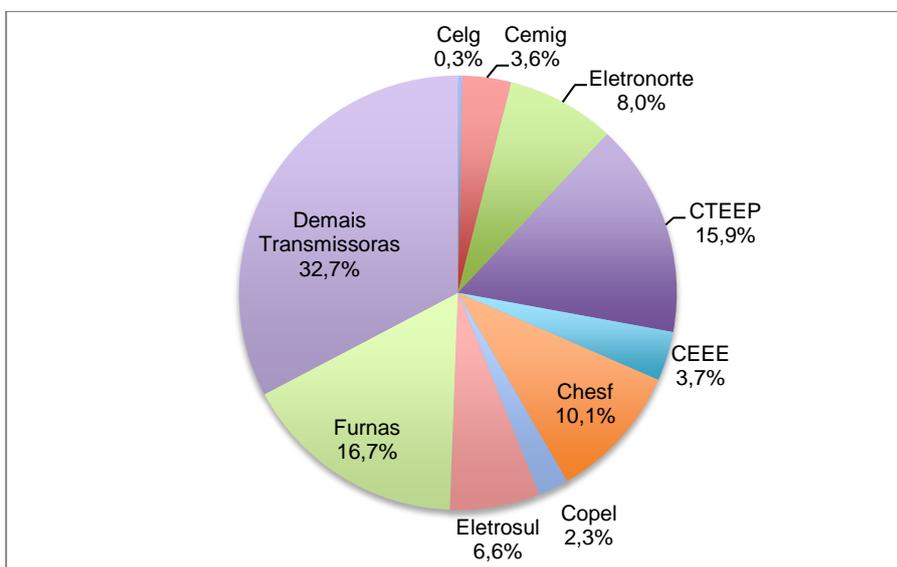
Entretanto, apesar de mantida a sigla RBSE, a principal característica destas receitas até então, o fato de serem "blindadas" às revisões periódicas, deixou de existir. Até serem aditados, os contratos estabeleciam que a RBSE não deveria ser submetida à revisão periódica, isto é, não deveria ser recalculada em cada Revisão, sendo apenas reajustada anualmente segundo o índice estabelecido no contrato a partir dos valores estabelecidos nos contratos iniciais. A nova RBSE - lembrando, que engloba um conjunto maior de módulos que a RBSE anterior - e as novas

receitas estabelecidas por meio de autorização de reforços passaram, portanto, a receber o mesmo tratamento. A diferença é que agora a RBSE passou a conter em sua composição apenas a parcela de operação e manutenção, a única, portanto, a ser revisada. Como boa parte das variações da RAP em revisões decorriam da reavaliação do preço dos ativos, agora depreciados, o impacto das revisões é minimizado.

Apesar da mudança conceitual, a sigla RBSE foi mantida por questões operacionais da própria agência, além do que, mantém seu sentido de referir-se a instalações "existentes", isto é, à rede existente na época do ato legal que a instituiu, neste caso, a lei. O mesmo se aplica às receitas sob a sigla "RPC", que se diferencia da RBSE apenas por se aplicar às demais instalações de transmissão não pertencentes à Rede Básica.

A Figura 5 apresenta a participação da receita de cada concessionário na RAP total das transmissoras antes da Lei 12.783/2013²⁷, de R\$ 13,5 bilhões, a preços de 1º de julho de 2013. As demais transmissoras são concessões licitadas²⁸, cuja receita permaneceu inalterada após a medida provisória.

Figura 5 - Participação das transmissoras na RAP total até 31 de dezembro de 2012



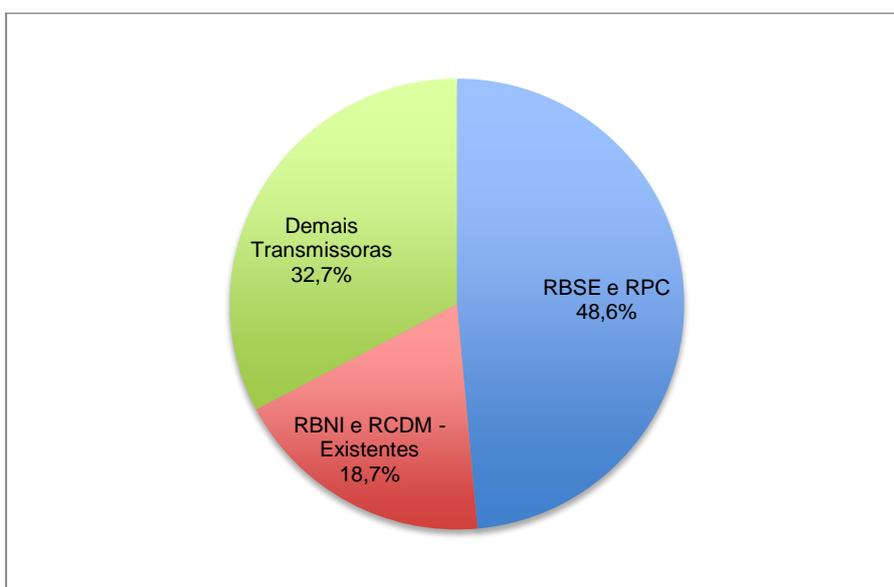
Fonte: Elaborada pelo autor, 2013.

²⁷ BRASIL, Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nos 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei no 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

²⁸ Afluente, Evreco e Light são exceções. Juntas no gráfico representam menos de 0,35% do total.

A Figura 6 mostra a composição da receita antes da Lei 12.783/2013²⁹ segundo o tipo de instalação. A fatia “RBNI e RCDM - Existentes” refere-se somente às transmissoras submetidas à MP 579/2012. Logo, em "Demais Transmissoras" também há instalações com receitas RBNI e RCDM, mas vinculadas às licitadas.

Figura 6 - Participação na RAP por tipo de receita até 31 de dezembro de 2013



Fonte: Elaborada pelo autor, 2013.

A Tabela 20 contém um resumo das receitas das transmissoras listadas onde é possível avaliar o impacto global da MP 579/2012. A coluna “Ajustada” contém, para fins de comparação, o cálculo da nova RAP com a adição dos tributos PIS/PASEP e COFINS. O ajuste é necessário para a comparação adequada, pois com a renovação das concessões a RAP deixou de conter a parcela referente a estes tributos, ao contrário de como era a RBSE, prática que passou a ser adotada em 2006 para os novos contratos. Desde então estes tributos passaram a ser incluídos em etapa posterior, pelo ONS, nos Avisos de Crédito - AVC, e Avisos de Débitos - AVD, e não se misturam com a remuneração efetiva pelo serviço.

²⁹ BRASIL, Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nos 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei no 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

Tabela 20 - RAP das Concessionárias de Transmissão com Contratos Renovados (R\$)

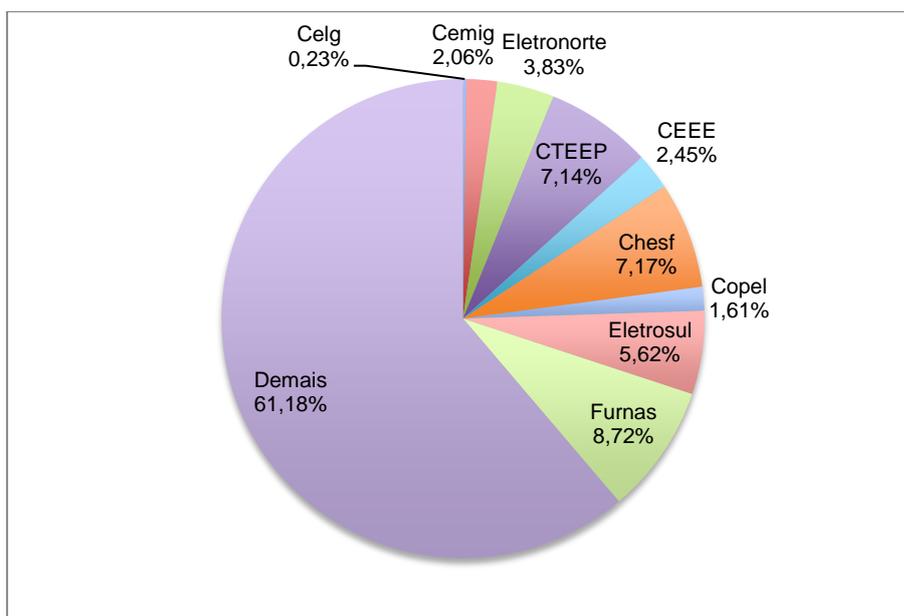
Concessionária	Até 31/12/12			A partir de 01/01/13		Variação	
	RBSE + RPC	RBNI + RCDM	Soma	Nova RBSE	Ajustada	Global	Percentual
Celg	32.985.352,10	10.833.621,31	43.818.973,41	16.468.803,68	17.092.686,75	-26.726.286,66	-61,0%
Cemig	430.135.023,73	55.113.144,11	485.248.167,84	148.535.678,05	163.675.678,29	-321.572.489,55	-66,3%
Eletronorte	717.042.922,50	368.637.897,80	1.085.680.820,30	276.252.486,49	304.410.453,43	-781.270.366,87	-72,0%
CTEEP	1.669.174.253,39	480.480.872,83	2.149.655.126,22	515.621.172,35	568.177.600,39	-1.581.477.525,83	-73,6%
CEEE	360.125.698,79	135.573.924,84	495.699.623,63	177.047.949,36	195.094.159,07	-300.605.464,56	-60,6%
Chesf	1.062.584.349,46	301.851.030,79	1.364.435.380,25	517.607.206,41	570.366.067,67	-794.069.312,58	-58,2%
Copel	121.941.312,06	182.885.629,06	304.826.941,12	116.093.982,73	127.927.253,70	-176.899.687,42	-58,0%
Eletrosul	504.621.827,85	391.585.852,05	896.207.679,90	406.109.440,15	447.503.515,32	-448.704.164,58	-50,1%
Furnas	1.652.378.885,53	596.001.112,67	2.248.379.998,20	629.802.717,27	693.997.484,60	-1.554.382.513,60	-69,1%
Total	6.550.989.625,41	2.522.963.085,46	9.073.952.710,87	2.803.539.436,49	3.088.244.899,21	-5.985.707.811,66	-66,0%

Fonte: Elaborada pelo autor, 2013.

A redução média foi de 66%, isto é, de dois terços. A redução total em volume financeiro foi da ordem R\$ 6 bilhões por ano.

Na Figura 7 é apresentada a participação por concessionário na nova RAP de R\$ 7,2 bilhões³⁰. Como as “Demais Transmissoras” não foram impactadas pela redução, a proporção entre as receitas foi consideravelmente alterada.

Figura 7 - Participação das transmissoras na RAP total a partir 1º de janeiro de 2013



Fonte: Elaborada pelo autor, 2013.

³⁰ Não foi realizado o ajuste do PIS/COFINS, que passou a ser incluído posteriormente na receita do concessionário pelo ONS.

2.7 AS INDENIZAÇÕES

A Lei 12.783/2013³¹ previu que a indenização das transmissoras ocorreria em duas partes, de acordo com o tipo de instalação. A primeira parte refere-se às instalações implantadas posteriormente à assinatura dos contratos iniciais mediante reforços em instalações existentes, enquanto a segunda parte compreende as instalações que já existiam quando da assinatura destes contratos, portanto mais antigas.

2.7.1 Primeira Parte

O Decreto nº 7.805³², de 14 de setembro de 2012, dispôs sobre a indenização das instalações "novas", autorizadas pela ANEEL a partir de 2000, quanto à metodologia, à referência de preços e às competências envolvidas no cálculo desta parcela:

Art. 9º A indenização do valor dos investimentos dos bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados será calculada com base no Valor Novo de Reposição - VNR, e considerará a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação da instalação, até 31 de dezembro de 2012, em conformidade com os critérios do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE.

Parágrafo único. O valor da indenização será atualizado até a data de seu efetivo pagamento à concessionária.

[...]

Art. 11. Os estudos para a definição do VNR das instalações de transmissão autorizadas pela ANEEL a partir de 31 de maio de 2000 serão realizados pela ANEEL, a partir da base atualizada de dados utilizada para a composição das respectivas Receitas Anuais Permitidas.

Parágrafo único. Os valores a serem utilizados nos estudos de que trata o caput serão obtidos a partir do banco de preços homologado pela ANEEL.

Art. 12. O valor da indenização será estabelecido em ato do poder concedente, até a data da convocação para assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão.

³¹ BRASIL, Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nos 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei no 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

³² BRASIL, Decreto Nº 7.805, de 14 de setembro de 2012. Regulamenta a Medida Provisória no 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/Decreto/D7805.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

Em atendimento ao disposto, os valores do VNR para as instalações remuneradas por RBNI/RCDM foram apresentados pela ANEEL ao Poder Concedente por meio da Nota Técnica nº 396/2012-SRE/ANEEL, de 31 de outubro de 2012. A Tabela 21 consta da referida Nota Técnica e contém o VNR e o VNR residual. O VNR residual, que corresponde ao saldo ainda não depreciado destes ativos, resultou no valor das indenizações deste grupo de ativos.

Tabela 21 - VNR e VNR Residual das instalações remuneradas por RBNI/RCDM, a preços de outubro de 2012

Concessão	Concessionária	VNR (R\$)	VNR Residual (R\$)
055/2001-ANEEL	CEEE-GT	864.708.654,65	661.085.854,71
063/2001-ANEEL	CELG-GT	115.758.257,60	98.740.514,73
006/1997-DNAEE	CEMIG GT	371.187.750,02	285.438.044,29
061/2001-ANEEL	CHESF	2.123.727.962,54	1.587.160.434,07
060/2001-ANEEL	COPEL	1.235.234.080,45	893.922.937,78
059/2001-ANEEL	CTEEP	3.500.959.561,06	2.891.290.828,50
058/2001-ANEEL	ELETRONORTE	2.024.598.767,05	1.682.267.636,86
057/2001-ANEEL	ELETROSUL	2.566.189.920,39	1.985.568.720,82
062/2001-ANEEL	FURNAS	4.134.922.701,71	2.878.027.799,89
Total		16.937.287.655,47	12.963.502.771,65

Fonte: Elaborado pelo autor, 2013.

O valor final da indenização das RBNI/RCDM foi então estabelecido pelo art. 2º da portaria interministerial nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012, em atendimento ao que dispôs o art. 12 do Decreto supracitado:

Art. 2º Ficam definidos, na forma do Anexo II a esta Portaria, os valores das indenizações, referenciados a preços de outubro de 2012, das instalações, integrantes das concessões de transmissão de energia elétrica, enquadradas no art. 6º da aludida Medida Provisória, observado o disposto no art. 9º do Decreto no 7.805, de 2012.

Art. 3º Os valores das indenizações serão atualizados até a data de seu efetivo pagamento, para as concessionárias, pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA relativo ao mês anterior ao do pagamento, nos termos do parágrafo único do art. 9º do Decreto no 7.805, de 2012.³³

³³ BRASIL, Portaria Interministerial Nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Port_580_inter_MF_indenizaxes_ministerio_da_fazenda.pdf>. Acesso em: 21 jan. 2013.

O Anexo B da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF contém a Tabela 22 com o valor das indenizações, que corresponde ao VNR residual apresentado na Nota Técnica nº 396/2012-SRE/ANEEL.

Tabela 22 - Indenizações referentes às instalações remuneradas por RBNI/RCDM, a preços de outubro de 2012

Concessão	Concessionária	CNPJ/MF	Indenização (R\$)
055/2001-ANEEL	CEEE-GT	92.715.812/0001-31	661.085.854,71
063/2001-ANEEL	CELG-GT	07.779.299/0001-73	98.740.514,73
006/1997-DNAEE	CEMIG GT	06.981.176/0001-58	285.438.044,29
061/2001-ANEEL	CHESF	33.541.368/0001-16	1.587.160.434,07
060/2001-ANEEL	COPEL	04.370.282/0001-70	893.922.937,78
059/2001-ANEEL	CTEEP	02.998.611/0001-04	2.891.290.828,50
058/2001-ANEEL	ELETRONORTE	00.357.038/0001-16	1.682.267.636,86
057/2001-ANEEL	ELETROSUL	00.073.957/0001-68	1.985.568.720,82
062/2001-ANEEL	FURNAS	23.274.194/0001-19	2.878.027.799,89
Total			12.963.502.771,65

Fonte: Portaria Interministerial nº 580/MME/MF³⁴

A Portaria 580/2012 dispôs ainda sobre a forma de recebimento das indenizações pelo concessionário, facultando-lhes a escolha quanto à forma que deveria ocorrer:

Art. 4º Fica facultado ao concessionário o recebimento da indenização de que tratam os arts. 1º e 2º desta Portaria, de acordo com as seguintes alternativas:

I - À vista, a ser paga em até 45 dias da data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, atualizada pelo IPCA nos termos do art. 3º;

II - Em parcelas mensais, a serem pagas até o vencimento do contrato de concessão vigente na data de publicação desta Portaria, atualizadas pelo IPCA nos termos do art. 3º, acrescidas da remuneração pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) de 5,59% real ao ano, a contar do primeiro dia do mês de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.

§ 1º As parcelas mensais de que trata o inciso II deste artigo serão pagas no dia 15 de cada mês, respeitado o prazo mínimo de 45 dias contados da assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão para o pagamento da primeira parcela.

§ 2º O concessionário deverá apresentar requerimento ao Ministério de Minas e Energia indicando a alternativa de pagamento de que trata o caput,

³⁴ BRASIL, Portaria Interministerial N° 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Port_580_inter_MF_indenizaxes_ministerio_da_fazenda.pdf>. Acesso em: 21 jan. 2013.

no prazo para assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, nos termos do §1º do art. 12 da Medida Provisória nº 579, de 2012.³⁵

Foi a opção de vários transmissores receberem 50% da indenização à vista, nos termos no inciso I, e 50% em parcelas mensais, conforme inciso II do art. 4º supracitado.

As condições estabelecidas pela Portaria 580/2012 tiveram no curto prazo impacto reduzido sobre o caixa das empresas, já que a indenização foi calculada para cessar em 2015, sendo que a receita correspondente havia sido calculada pelo período de vida útil dos equipamentos, que em média vai muito além do ano de 2015, resultando em uma receita menor. Como a referência de preços utilizada tanto para o cálculo da RAP quanto para as indenizações foi a mesma, a principal diferença para as empresas reside no encurtamento do prazo para recebimento e na redução da WACC de 7,24% ao ano para 5,59%. Contabilmente, a receita operacional líquida diminui, mas é compensada pelo recebimento das indenizações ou do rendimento de aplicações financeiras.

Para o consumidor, ao contrário, a redução foi considerável, afinal, a conta foi paga com recursos da RGR e do Tesouro Nacional. A utilização da RGR, reserva financeira criada com recursos provenientes da tarifa para este fim, pode ser entendida como mero adiantamento de pagamento pelo próprio consumidor. A utilização de recursos do Tesouro, ao contrário, representa a mudança da base de pagadores, do consumidor de energia elétrica para o contribuinte em geral, que, mesmo que em geral coincida, ocorre em proporções diferentes - isto é, não necessariamente aquele que mais consumia energia e, conseqüentemente, mais pagava, será aquele que mais recolhe impostos. E como tal feito decorre da utilização de recursos disponíveis sem a criação ou majoração de impostos, o principal impacto recai sobre as contas públicas. Pelo menos neste momento, a característica do sistema de ser “auto sustentável” não foi preservada.

³⁵ BRASIL, Portaria Interministerial N° 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Port_580_inter_MF_indenizaxes_ministerio_da_fazenda.pdf>. Acesso em: 21 jan. 2013.

2.7.2 Segunda Parte

A segunda parcela da indenização refere-se àquela reconhecida pela lei após nova redação do art. 15 da MP 579/2012, dada pela MP 591/2012. O Poder Concedente foi autorizado a indenizar as concessionárias optantes da prorrogação pelos ativos existentes até 31 de maio de 2000, reconhecendo a existência de saldo não depreciado.

A definição e pagamento desta parcela decorrerá de procedimento que ainda se encontra em avaliação pela ANEEL. Para tanto, em 9 de setembro de 2013 foi publicado no Diário Oficial da União o aviso de abertura da Audiência Pública nº 101/2013 com o objetivo de se obterem subsídios para o estabelecimento de critérios e procedimentos para a valoração destes ativos.

Espera-se que, após a definição dos critérios, o efetivo pagamento tenha início em 2014. Assim, para fins de estudo, faz-se necessário estimá-la com base nas informações disponíveis e procedimentos já executados.

Em instrução processual recente da Agência referente ao cálculo provisório da TUST até julho de 2013, foi estimado, com finalidade acessória, o valor referente à base de remuneração líquida correspondente a estes ativos, a ser restituído às empresas em forma de indenização. O Memorando 599/2012-SRE/ANEEL, de 14 de dezembro de 2012, que consta do processo 48500.004834/2012-21³⁶, apresentou estes resultados.

Foi utilizado o Banco de Preços de Referência ANEEL para o cálculo do Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos pertencentes à base de remuneração regulatória, com a aplicação de um fator de redução de 30% correspondente a ganhos de escala sobre a base. Também foi calculada a depreciação acumulada dos ativos até 31 de dezembro de 2012, aplicada sobre o VNR para obtenção da base de remuneração líquida.

A Tabela 23 contém os valores do VNR, da base bruta, da Taxa de Depreciação - TD anual média e da base líquida. A base bruta corresponde ao VNR após a exclusão dos ativos em operação que se encontram totalmente depreciados, enquanto a base líquida corresponde ao saldo de ativos ainda não depreciados, a

³⁶ O Memorando 599/2012-SRE/ANEEL, de 14 de dezembro de 2012, que consta do processo 48500.004834/2012-21. Este documento consta de um processo que pode ser consultado pelo público mediante pedido de vista.

qual corresponderia à indenização caso fosse utilizada metodologia análoga à adotada para a RBNI/RCDM.

Tabela 23 - VNR, Base Bruta, TD e Base Líquida referentes às instalações remuneradas por RBSE/RPC, a preços de junho de 2012

Empresa	VNR (R\$)	Base Bruta (R\$)	TD	Base Líquida (R\$)
CEEE	2.154.950.088,64	1.325.194.885,00	3,46%	365.240.068,83
CEMIG	3.389.008.313,18	3.149.634.907,96	3,15%	650.964.458,31
CHESF	9.072.328.905,09	6.622.156.946,22	3,11%	2.371.953.904,40
COPEL	951.109.827,99	658.893.414,72	3,35%	269.498.476,62
CTEEP	10.298.848.666,61	4.879.623.210,78	3,19%	1.295.841.916,37
ELETRONORTE	4.069.690.642,47	3.871.346.554,54	3,21%	1.464.176.934,75
ELETROSUL	3.472.879.248,91	2.850.167.529,65	3,00%	688.924.104,28
FURNAS	11.573.767.329,07	7.862.904.380,09	3,11%	3.128.977.397,67
CELG	304.606.965,92	264.884.841,12	3,15%	112.524.004,56
Total	45.287.189.987,88	31.484.806.670,08	3,19%	10.348.101.265,79

Fonte: Elaborado pelo autor, 2013.

A ANEEL destacou que os valores foram obtidos a partir de premissas simplificadas e que não se destinam ao cálculo dos valores de indenizações. Nem os valores e nem a metodologia apresentados implicam sua adoção no estabelecimento dos valores oficiais, o que, a propósito, condiz com o que foi proposto na Audiência Pública nº 101/2013.

É provável que o pagamento da segunda parcela das indenizações, ao contrário da primeira, ocorra predominantemente com recursos do Tesouro, já que o saldo da RGR já foi utilizado na primeira etapa.

2.8 PIS COFINS

Em 4 de abril, em sessão extraordinária do DOU, o governo editou a Medida Provisória nº 612, que acrescentou dispositivo à lei reduzindo a zero as alíquotas da contribuição para o PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre as indenizações a que se refere a Lei 12.783/2013, dentre diversas outras providências. A medida promoveu ajustes no processo iniciado com a MP 579/2012, evitando a cobrança de tributos cuja base de cálculo é o faturamento, entendendo não ser o caso das

indenizações a serem recebidas pelas empresas pelos ativos ainda não depreciados.

2.9 O CÁLCULO DA RECEITA

A realização de reforços em instalações existentes por um concessionário de transmissão pressupõe o recebimento de uma RAP pelo serviço adicional prestado, devida a partir de sua entrada em operação comercial, conforme previsão do contrato de concessão.

A metodologia de cálculo do adicional de RAP consta do Submódulo 9.7³⁷ aprovado pela Resolução Normativa nº 491³⁸, de 5 de junho de 2012, integrante dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, de que trata a Resolução Normativa nº 435³⁹, de 24 de maio de 2011. A metodologia apresentada neste submódulo para os reforços é análoga à adotada no tratamento da base de remuneração completa, apresentada no Submódulo 9.1⁴⁰, aprovado pela Resolução Normativa nº 553, de 4 de junho de 2013⁴¹.

O adicional de RAP associado aos reforços autorizados, dado pela receita bruta, corresponde à receita líquida acrescida dos encargos setoriais conforme a equação (1):

$$R_B = \frac{R_L}{(100\% - TFSEE - P \& D)} \quad (1)$$

Onde:

R_L : receita líquida anual;

R_B : receita bruta anual;

R_E : receita anual atualizada do módulo do equipamento existente;

TFSEE: Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica;

³⁷ ANEEL. **Submódulo 9.7**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2012491_3.pdf>. Acesso em 15 jan. 2013.

³⁸ ANEEL. **Resolução Normativa Nº 491, de 5 de junho de 2012**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012491.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

³⁹ ANEEL. **Resolução Normativa Nº 435, de 24 de maio de 2011**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011435.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

⁴⁰ ANEEL. **Submódulo 9.1**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Subm%C3%B3dulo%209.1.pdf>. Acesso em 15 jan. 2013.

⁴¹ ANEEL. **Resolução Normativa Nº 553, de 4 de junho de 2013**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013553.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

P&D: percentual referente ao encargo de Pesquisa e Desenvolvimento.

O encargo Reserva Global de Reversão - RGR e o tributo PIS/PASEP e COFINS foram retirados da fórmula. Com a Lei 12.783/2013 foi extinta a RGR e excluído da tarifa o tributo, que passou a ser acrescentado posteriormente pelo ONS.

A receita líquida anual corresponde ao Custo Anual dos Ativos Elétricos - CAAE⁴² acrescido das despesas com Operação e Manutenção - COM, conforme equação (2):

$$R_L = CAAE + COM \quad (2)$$

Onde:

R_L : receita líquida anual;

CAAE: Custo Anual dos Ativos Elétricos; e

COM: Custo de Operação e Manutenção.

O cálculo do CAAE varia com o perfil da receita da transmissora, que pode ser plano ou decrescente ao longo da vida útil regulatória, de acordo com a metodologia adotada na revisão periódica de receitas da concessionária.

2.9.1 Perfil Plano

Adotando-se o Perfil Plano como forma de remuneração ao transmissor, a receita permanece constante ao longo de toda a vida útil do ativo. Como consequência, as parcelas de remuneração e depreciação que compõem a receita variam ao longo do tempo, sendo a primeira maior no início da série, e a segunda maior ao final da série de pagamentos.

Neste caso, o CAAE é calculado segundo a equação (7):

$$CAAE = \frac{INV \cdot r_{WACC}}{(1-T)} \cdot \left(\frac{1}{1 - (1+r)^{-1/\delta}} - \frac{T}{r \cdot 1/\delta} \right) \quad (7)$$

⁴² Ou apenas CAA, eliminando-se a imprecisão de se fazer referência a todos os ativos que compõem a base como "elétricos".

Onde:

CAAE: Custo Anual dos Ativos Elétricos;

INV: valor regulatório de investimento;

r_{WACC} : taxa de retorno real depois dos impostos sobre a renda;

δ : taxa média de depreciação regulatória da UM; e

T: alíquota tributária marginal efetiva.

2.9.2 Perfil Decrescente

Em caso de perfil decrescente de receita, o CAEE decai ao longo da vida útil do equipamento, até zerar. A parcela referente à depreciação é constante, o que faz com que a parcela de remuneração – juros sobre o saldo remanescente – decaia com o tempo, à medida em que se recupera o investimento realizado. Considerando-se o fluxo de pagamentos no perfil plano terminando ao final da vida útil, os dois perfis são economicamente equivalentes, isto é, têm o mesmo valor presente. No caso de perfil decrescente, o CAEE é calculado segundo a equação (8):

$$CAAE = \left(\sum_{i=1}^n \frac{RBC_i + QRR_i}{(1 + r_{WACC})^i} \right) \cdot \left(\frac{r_{WACC}}{1 - (1 + r_{WACC})^{-n}} \right) \quad (8)$$

Onde:

CAAE: Custo Anual dos Ativos Elétricos;

RBC_i : Remuneração Bruta de Capital no ano i ;

QRR_i : Quota de Reintegração Regulatória no ano i ;

r_{WACC} : taxa de retorno real depois dos impostos sobre a renda; e

n : número de anos entre a entrada em operação comercial e a revisão subsequente.

Apesar de a metodologia considerar perfil decrescente para as anuidades, no período entre revisões a RAP permanece constante. Para que isto ocorra, é anualizado o somatório dos valores presentes da remuneração em cada ano que antecede a revisão periódica de receitas posterior à entrada em operação das instalações autorizadas.

A quota de reintegração regulatória - QRR, parcela correspondente à depreciação, é dada pela taxa média de depreciação regulatória multiplicada pelo valor regulatório do investimento, conforme equação (9):

$$QRR_i = INV \cdot \delta \quad (9)$$

Onde:

QRR_i: Quota de Reintegração Regulatória no ano i;

INV: valor regulatório de investimento; e

δ: taxa média de depreciação regulatória da UM.

A remuneração bruta do capital resulta da aplicação da alíquota tributária efetiva à remuneração líquida nos termos apresentados na equação (10):

$$RBC_i = \frac{RLC_i}{(1-T)} \quad (10)$$

Onde:

RBC_i: Remuneração Bruta do Capital no ano i;

RLC_i: Remuneração Líquida do Capital no ano i; e

T: alíquota tributária efetiva.

A Remuneração do Capital - RLC é o resultado da aplicação da taxa de remuneração sobre o investimento não amortizado, caracterizado pelo valor regulatório do investimento subtraído da depreciação acumulada. A remuneração líquida do capital a cada ano é obtida pela equação (11):

$$RLC_i = (INV - DA_i) \cdot r_{WACC} \quad (11)$$

Onde:

RLC_i: Remuneração Líquida do Capital no ano i;

INV: valor regulatório de investimento;

DA_i: Depreciação Acumulada no ano i; e

r_{WACC}: taxa de retorno real depois dos impostos sobre a renda.

Para as novas receitas estabelecidas em decorrência da Lei 12.783/2013⁴³, não há mais que se falar em tipo de perfil para a receita existente, já que passou a ser constante por conter apenas custos de operação e manutenção.

A RAP decorrente de novas autorizações de reforços passou a ser calculada sob perfil plano, razão pela qual as análises foram feitas sob este perfil.

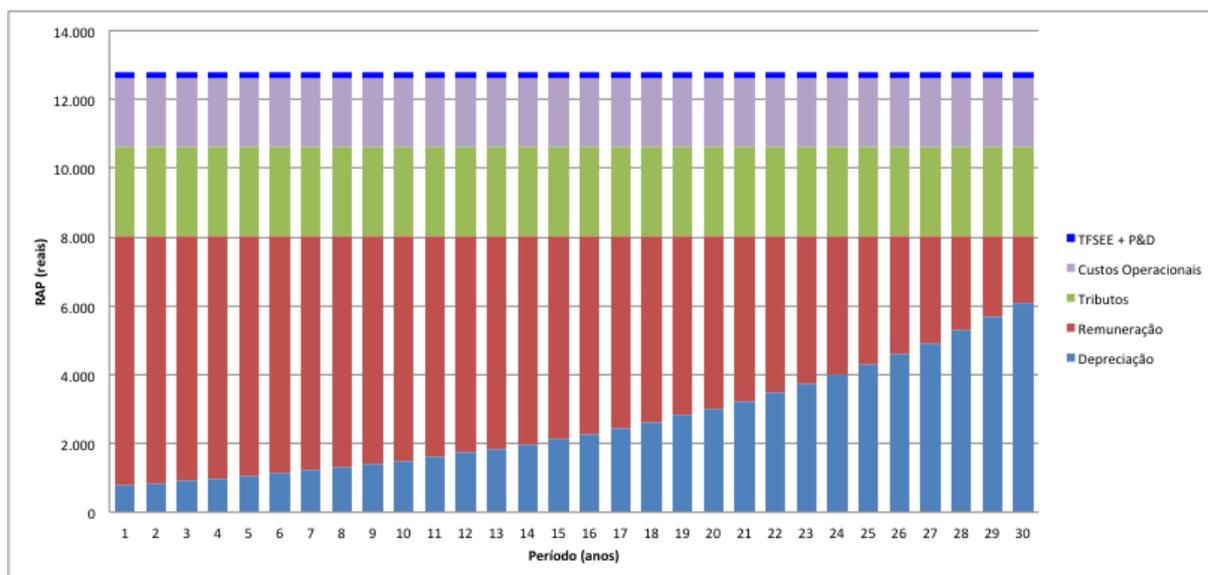
Após novo entendimento, entretanto, a RAP das autorizações para as concessionárias com contratos renovados passou a ser calculada em perfil decrescente - é o caso de todas as que tiveram sua base desblindada. A este respeito, entende-se não haver prejuízo aos estudos já realizados, já que há equivalência em termos econômicos entre as duas formas de remuneração. As duas possuem mesmo valor presente, e diferenciam-se, na realidade, pela dinâmica que impõem ao mercado ao longo do tempo.

2.10 A COMPOSIÇÃO DA RECEITA

A Figura 8 apresenta a composição do adicional de RAP, em perfil plano, que seria calculada para se remunerar por 30 anos um concessionário pela realização de um reforço com investimento hipotético de R\$ 100.000,00. Considerou-se a WACC de 7,24% a.a. em termos reais, vigente à época da MP 579/2012, o adicional referente à RGR igual a zero e a TFSEE de 0,4%, ambos em conformidade com a nova disposição legal.

⁴³ BRASIL, Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nos 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei no 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013,

Figura 8 - RAP com perfil plano



Fonte: Elaborado pelo autor, 2013.

Os componentes que realmente interessam à empresa são as parcelas referentes à amortização dos investimentos e à remuneração do capital investido, que compõem a maior parte da receita. A empresa precisa, afinal, recuperar o capital investido e ainda remunerá-lo adequadamente, segundo seu próprio custo de capital. O imposto de renda, a TFSEE e a parcela de P&D são basicamente objeto de repasse, enquanto o O&M é destinado à cobertura de despesas - o que naturalmente não impede que o concessionário busque eficiência na operação e manutenção das instalações, buscando maximizar o seu lucro.

A receita percebida pela concessionária é na realidade maior em decorrência do PIS/PASEP e COFINS que, sob as novas condições, passaram a ser acrescentados posteriormente pelo ONS. Para fins de estudo, estes tributos foram desconsiderados.

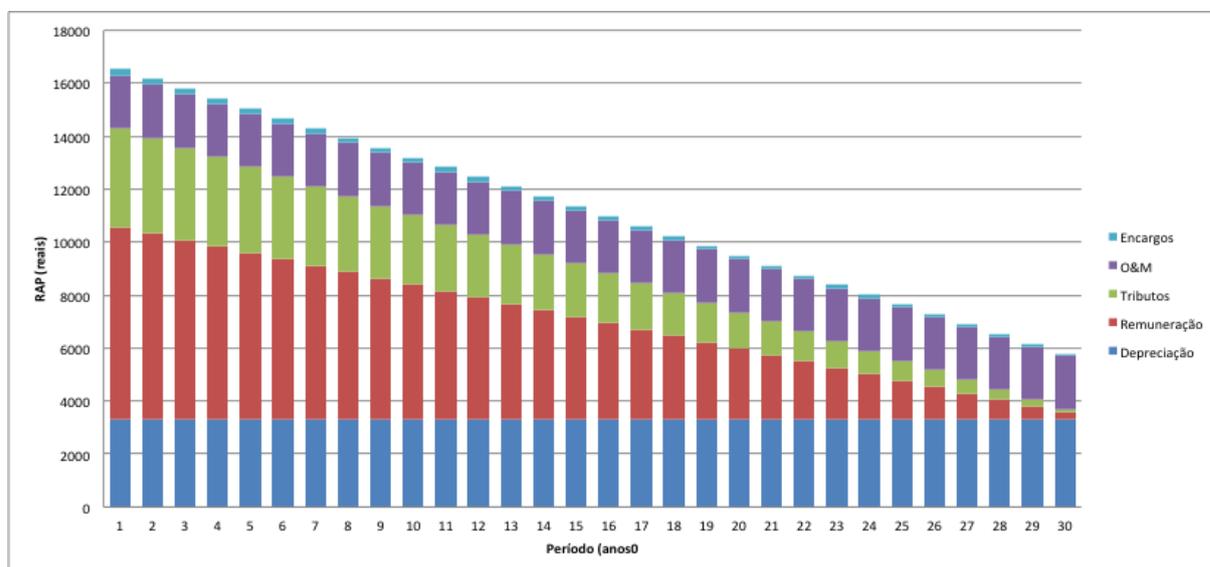
A tentativa de se apresentar a mesma composição para as RBSE/RPC provavelmente resultaria equivocada. O cálculo das receitas de transmissão nos contratos iniciais deu-se por metodologia particular, quando da desverticalização do sistema. Originou-se da diferença entre a receita decorrente do consumo e a receita requerida pelo geradores, tendo sido ano após ano corrigida por um índice contratual. Foi estabelecida pelas Resoluções Normativas 166⁴⁴ e 167⁴⁵ de 2000 em

⁴⁴ ANEEL. **Resolução Nº 166, de 31 de maio de 2000.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2000166.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

parcela única, sem distinção por função transmissão, o que veio a ser feito posteriormente apenas por rateio a partir de ponderação baseada em custos de referência. A receita também não continha a distinção das parcelas de depreciação, remuneração, imposto de renda, O&M, etc. Foi calculada como suficiente aos transmissores para a cobertura das despesas existentes e obtenção de lucro, não estando também sujeita às revisões periódicas. A comparação apenas dos valores finais mostra-se mais adequada neste momento

A Figura 9 apresenta o comportamento da RAP, com os mesmos componentes, em perfil decrescente, variando anualmente. Esta não é a configuração final adotada pela ANEEL, que ainda transforma a RAP entre revisões em um valor constante a partir dos valores de receita para cada ano neste período. Assim, a receita decresce em degraus, que variam a cada quatro ou cinco anos - provavelmente para menos em função da depreciação, mas que podem aumentar, a depender dos demais parâmetros. As duas configurações são equivalentes economicamente e não demandam aprofundamento da análise.

Figura 9 - RAP com perfil decrescente



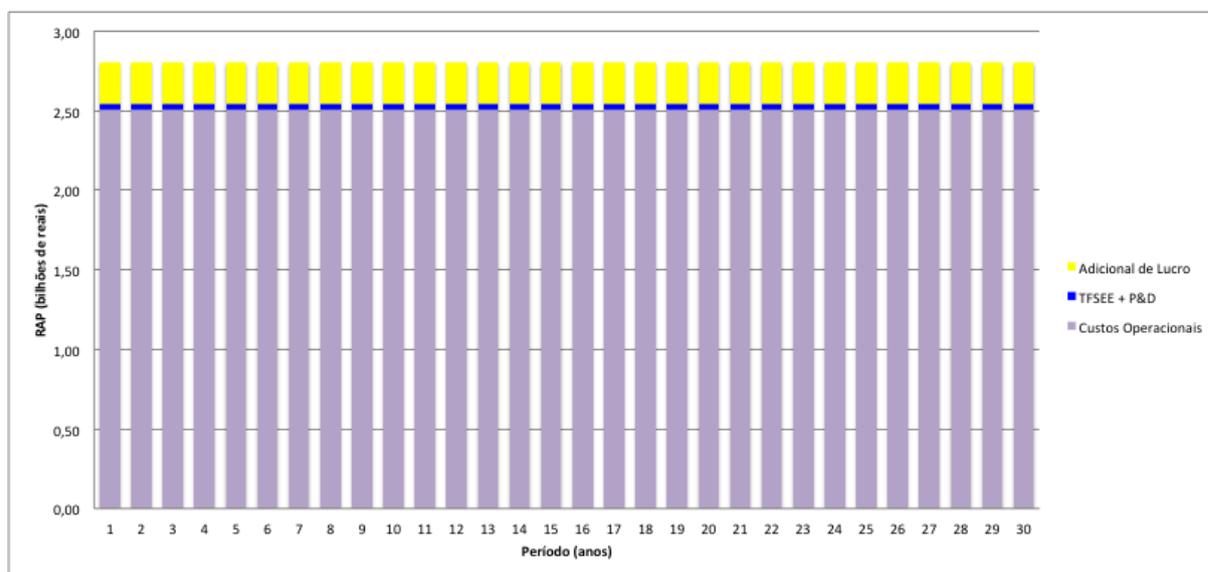
Fonte: Elaborado pelo autor, 2013.

Por fim, a Figura 10 apresenta a composição da nova RAP estabelecida pela Portaria nº 579, de 31 de outubro de 2012, com validade até o final do período de concessão. É composta majoritariamente pela parcela referente à cobertura de

⁴⁵ ANEEL. **Resolução Nº 167, de 31 de maio de 2000.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2000167.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

custos operacionais, pelos encargos TFSEE e P&D e pelo adicional de 10% propostos pela EPE.

Figura 10 - Perfil da RAP estabelecida pela Portaria n° 579, de 31 de outubro de 2012



Fonte: Elaborado pelo autor, 2013.

Não há parcela referente ao imposto de renda, pois não há mais base de remuneração para o conjunto de ativos revisados. Como não há mais emprego de capital próprio ou de terceiros, não há mais previsão de lucro, mas apenas do custeio da operação e manutenção, razão pela qual não se acrescenta à RAP parcela correspondente a recolhimento do imposto sobre o capital aplicado. Isso não implica dizer que não pode haver lucro contábil, o qual decorreria da atuação mais eficiente da empresa do que o previsto pela ANEEL.

2.11 O CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL - WACC

O Custo Médio Ponderado de Capital, em inglês, *Weighted Average Cost of Capital - WACC*, é a metodologia empregada pela ANEEL para estimar o custo de capital do concessionário de transmissão na realização de investimentos, inclusive no segmento de distribuição. Com a adoção desta metodologia, busca-se a adequada remuneração do capital empregado, evitando-se que o monopolista aufera ganhos extraordinários em detrimento da modicidade tarifária.

A taxa é o resultado da ponderação entre o estimado para o custo do capital próprio e para o custo do capital de terceiros. Os valores variam segundo sua

aplicação, se em revisões periódicas na transmissão ou distribuição, reforços em instalações de transmissão existentes ou licitações de novas transmissoras.

Para revisões⁴⁶ de concessões de transmissão ou reforços, o custo do capital próprio corresponde ao prêmio pelo risco do mercado americano mais o prêmio pelo risco Brasil em relação aos títulos públicos americanos USTB10, considerados ativos livre de risco.

O custo de capital de terceiros é estimado também a partir de um prêmio em relação ao ativo livre de risco, correspondente ao risco Brasil mais o *spread* da dívida privada de empresas com mesma classificação de risco das empresas reguladas. No caso de licitações, como é mais frequente a utilização de capital do BNDES, utiliza-se como referência o custo do financiamento público, o que resulta em um menor custo de capital de terceiros.

A proporção entre eles, isto é, a estrutura de capital, deriva da observação unicamente de concessões licitadas. A justificativa é que a base de remuneração das concessões antigas pode conter distorções devido à quantidade de ativos totalmente depreciados, ao impacto de políticas públicas ao longo do tempo, etc.

Quando da publicação da MP 579/2012, a WACC para revisões e reforços no segmento de transmissão era de 7,24% ao ano em termos reais, referente ao 2º Ciclo de Revisão Periódica das Concessionárias de Transmissão 2009 - 2013. Em 2013 foi calculada a nova WACC correspondente ao 3º Ciclo de Revisão, no valor de 6,64%.

2.12 ANÁLISE DA NOVA RAP

Parte importante da redução das tarifas de energia elétrica deveu-se à queda da tarifa de transmissão. A RAP das instalações em operação foi substituída por uma nova RAP contendo apenas os custos operacionais, encargos e o adicional de lucro e, portanto, sensivelmente menor. Ao mesmo tempo, foi necessária a previsão ou pagamento de indenizações em contrapartida ao saldo não depreciado do sistema existente.

⁴⁶ Sob as novas condições decorrentes da Lei 12.783/2013, como não há mais base de remuneração, a aplicação da WACC restringe-se às instalações novas que não foram contempladas na Lei, onde ainda há capital empregado.

Apesar da percepção da redução imediata na receita, faz-se necessária a análise das medidas e dos resultados produzidos ao consumidor em horizonte amplo, tendo em vista o grau de essencialidade do serviço e a necessidade de que sua prestação ocorra de forma contínua por tempo indeterminado. Além disso, é uma característica própria do setor a realização de projetos de longo prazo, o que implica contratos de concessão de 30 anos e investimentos em equipamentos de vida útil média ainda maior.

Entende-se neste ponto ser necessária a análise tanto do ponto de vista econômico quanto do ponto de vista da eficiência, isto é, da qualidade do uso dos recursos disponíveis para que o serviço seja prestado. Devem ser considerados todos os custos envolvidos, onde se incluem a RAP, as indenizações e a estimativa de realização de novos investimentos.

Dada a prestação de um serviço de transmissão em determinado nível de preços e qualidade, para um mesmo cenário econômico, conclui-se que há perda de eficiência quando ocorre o aumento do preço sem a contrapartida do aumento na qualidade - ou de outras variáveis que caracterizem este serviço - ou, analogamente, a perda de qualidade sem a correspondente diminuição do preço.

Nas análises que se seguem, presume-se que o nível de qualidade do serviço permaneça constante. Assim, uma elevação dos custos pode ser encarada como perda de eficiência. Por exemplo: caso determinado agente não atue preventivamente na preservação de determinado equipamento, é provável que sua troca seja necessária antes do esperado para que a qualidade do serviço não se deteriore, o que resulta em aumento de custos.

2.12.1 Indenizações

Ao decidir por indenizar os concessionários de transmissão pela parcela dos ativos ainda não depreciados, optou-se por antecipar ao investidor a recuperação do capital que havia sido investido pelas empresas com vistas à prestação contínua de um serviço e ao recebimento da correspondente remuneração ao longo do tempo.

Como esta antecipação será paga pelo saldo da RGR e pelo tesouro, haverá uma redução imediata do custo da energia, mas esta antecipação poderá resultar em custos maiores ao sistema no futuro. Sendo o concessionário ressarcido antecipadamente, não mais existe capital aplicado na concessão. Sua remuneração

passa a limitar-se à cobertura de despesas com O&M, o que retira boa parte da atratividade do negócio, que reside na remuneração do capital empregado segundo a WACC regulatória.

Cria-se, assim, um quadro de baixo incentivo à preservação dos ativos, cuja vida útil, independentemente se estimada regulatoriamente, varia com os cuidados com manutenção recebidos ao longo da operação. E como a vida útil regulatória baseia-se na vida útil real, não se pode dissociar uma da outra. O interesse do concessionário em preservar a vida útil remanescente dos equipamentos torna-se reduzido, já que sua substituição implica a realização de novos investimentos, o que recomporia o pagamento do WACC sobre o novo emprego de capital.. O impacto no longo prazo, acaba sendo, obviamente, negativo ao consumidor, que é quem paga pelos ativos no final. Caso seja economicamente mais interessante a realização de um novo investimento para a continuidade de um serviço existente, o agente econômico tenderá a não mais investir na preservação e manutenção do ativo, já que a substituição por um novo lhe interessa.

Por dispor de previsibilidade quanto à RAP que deverá receber pela realização de determinado investimento, e sendo inevitável a assimetria de informações quanto ao montante que deverá ser efetivamente investido - afinal, o Banco de Preços ANEEL é apenas uma referência de mercado -, o agente poderá, em resposta a um incentivo econômico, agir no sentido de reduzir os investimentos em manutenção, ocasionando a redução da vida útil esperada dos ativos com a consequente perda de valor para a sociedade.

É como se o retorno para a sociedade pelo capital investido na preservação dos ativos fosse maior do que se investido em novas instalações, mas como aquele que toma a decisão de investir não consegue se beneficiar do ganho na preservação, e se beneficia com a substituição, a substituição acelerada dos equipamentos tende a ocorrer e o ótimo global não é atingido.

Como se não bastasse a possibilidade de redução dos investimentos em manutenção, o que requer algum prazo para produzir efeitos, há que se considerar também que vem do agente a indicação da substituição dos equipamentos que já se encontram com vida útil regulatória esgotada, não sendo viável ao planejamento ou à ANEEL atestarem cada solicitação de troca que, segundo os parâmetros regulatórios, já deveria ter ocorrido.

Como o reinvestimento é repassado à tarifa - já que a receita vigente está reduzida à parcela de O&M e tem que ser reposicionada para fazer frente a um novo investimento -, a efetivação da troca devolveria à tarifa a parcela da redução que coube àquele ativo, com o indesejável efeito da antecipação da troca pelo transmissor. Mesmo que ultrapassada a vida útil regulatória, que por si só já pode conter erros, sabe-se que a operação e manutenção adequadas poderiam estender-lhe a vida útil por tempo indeterminado, economia que beneficia o usuário final. Ao mesmo tempo, contestar a declaração do agente neste sentido imputaria grande responsabilidade à ANEEL em caso de eventual falha.

Com base nisto, foram criados cenários a fim de serem comparadas, no longo prazo, as possibilidades para se concluir sobre o que seria mais interessante ao consumidor do ponto de vista econômico e da qualidade do serviço recebido.

As Tabelas 24 e 25 contém dados extraídos do Memorando 599/2012-SRE/ANEEL referentes às instalações remuneradas por RBSE/RPC, e informações complementares, por concessionário, que foram deduzidas destes dados. A coluna VNR (R\$) indica o Valor Novo de Reposição - VNR, que é maior que a Base Bruta no caso da RBSE por conter também os ativos 100% depreciados, e igual à Base Bruta no caso da RBNI, que não tem ativos nesta condição. Resulta da Base Líquida a proporção de ativos não depreciados e, conseqüentemente, a depreciação acumulada total. Estes valores são apresentados individualmente por tipo de receita e no total, por concessionário e global. Por último é apresentada a taxa de depreciação anual, que resulta em uma taxa média, da qual se pode obter a vida útil média. Todos os valores estão referenciados a 1º de junho de 2012⁴⁷.

Tabela 24 - Situação dos ativos vinculados à concessão por tipo de receita

Empresa	VNR (R\$)	Ativos 100% Depreciados	RBSE			RBNI		
			Base Bruta (R\$)	Depreciação Acumulada	Base Líquida (R\$)	VNR = Base Bruta (R\$)	Depreciação Acumulada	Base Líquida (R\$)
CEEE	2.154.950.088,64	38,5%	1.325.194.885,00	83,1%	365.240.068,83	835.773.284,76	23,6%	638.748.466,90
CEMIG	3.389.008.313,18	7,1%	3.149.634.907,96	80,8%	650.964.458,31	358.507.927,80	23,1%	275.676.275,91
CHESF	9.072.328.905,09	27,0%	6.622.156.946,22	73,9%	2.371.953.904,40	2.048.670.393,78	25,3%	1.531.295.939,67
COPEL	951.109.827,99	30,7%	658.893.414,72	71,7%	269.498.476,62	1.194.021.927,85	27,7%	863.563.475,22
CTEEP	10.298.848.666,61	52,6%	4.879.623.210,78	87,4%	1.295.841.916,37	3.378.333.012,83	17,4%	2.789.992.676,71
ELETRONORT	4.069.690.642,47	4,9%	3.871.346.554,54	64,0%	1.464.176.934,75	1.953.909.724,38	16,9%	1.623.391.320,82
ELETROSUL	3.472.879.248,91	17,9%	2.850.167.529,65	80,2%	688.924.104,28	2.478.894.966,30	22,6%	1.917.592.379,34
FURNAS	11.573.767.329,07	32,1%	7.862.904.380,09	73,0%	3.128.977.397,67	3.984.049.044,52	30,4%	2.773.950.645,22
CELG	304.606.965,92	13,0%	264.884.841,12	63,1%	112.524.004,56	111.818.234,60	14,7%	95.359.556,22
Total	45.287.189.987,88	30,5%	31.484.806.670,08	77,2%	10.348.101.265,79	16.343.978.516,82	23,5%	12.509.570.736,01

Fonte: Elaborado pelo autor, 2013.

⁴⁷ Esta atualização gera um pequeno erro devido à utilização pela ANEEL de outro índice para o tratamento da base de ativos. Devido ao curto intervalo tempo, este erro pode ser desprezado.

Tabela 25 - Situação global dos ativos vinculados à concessão

Empresa	VNR Total (R\$)	Base Líquida (R\$)	Total			Taxa de Depreciação Anual
			Depreciação Acumulada	Ativos 100% Depreciados	Não Depreciado	
CEEE	2.990.723.373,40	1.003.988.535,73	66,43%	27,74%	33,57%	3,46%
CEMIG	3.747.516.240,98	926.640.734,22	75,27%	6,39%	24,73%	3,15%
CHESF	11.120.999.298,87	3.903.249.844,07	64,90%	22,03%	35,10%	3,11%
COPEL	2.145.131.755,84	1.133.061.951,84	47,18%	13,62%	52,82%	3,35%
CTEEP	13.677.181.679,44	4.085.834.593,08	70,13%	39,62%	29,87%	3,19%
ELETRONORTE	6.023.600.366,85	3.087.568.255,57	48,74%	3,29%	51,26%	3,21%
ELETROSUL	5.951.774.215,21	2.606.516.483,62	56,21%	10,46%	43,79%	3,00%
FURNAS	15.557.816.373,59	5.902.928.042,89	62,06%	23,85%	37,94%	3,11%
CELG	416.425.200,52	207.883.560,78	50,08%	9,54%	49,92%	3,15%
Total	61.631.168.504,70	22.857.672.001,80	62,91%	22,40%	37,09%	3,19%

Fonte: Elaborado pelo autor, 2013.

Apesar da apresentação por concessionário, foram utilizados na análise os valores globais, analisando-se o setor como se fosse uma única concessão.

2.12.2 Cenário Atual - Cenário 1

O Cenário 1 é o cenário real, o mais provável de acontecer com a publicação da Lei 12.783/2013. Sua construção resulta da soma da nova RAP, que contém apenas os custos operacionais, encargos e adicional de lucro, com os adicionais de RAP resultantes da previsão das substituições dos equipamentos, ano após ano, devido à depreciação. Também é necessário considerar o pagamento das indenizações previstas no instante inicial da série. Todos os valores foram referenciados a 1º de janeiro de 2013 utilizando-se a variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, adotado tanto nos contratos de concessão quanto no pagamento das indenizações.

Como se observa na Tabela 25, parte da base das transmissoras é composta por ativos 100% depreciados, enquanto a outra parte é composta por ativos com algum nível de vida útil remanescente.

O reconhecimento das substituições implica o reestabelecimento da RAP cheia, proporcionalmente àquele novo investimento. Para o saldo não depreciado, as substituições ocorrerão ao final da vida útil média de 31 anos, que corresponde à taxa de depreciação anual de 3,19%. Desta forma, dado que 37,09% da base não estão depreciados, serão necessários aproximadamente 12 anos para sua depreciação completa. Até o ano de 2024 terá sido realizada a substituição da

integralidade das instalações, a partir de quando a RAP passará a ser idêntica à RAP do Cenário 2. Logo, a receita só será menor enquanto o equipamento cuja receita foi reduzida permanecer em operação.

O fluxo de receitas foi estabelecido considerando-se que os ativos 100% depreciados, que representam 22,4% do VNR no início de 2013, serão substituídos na mesma proporção de 1/12 ao ano, assim como o restante da depreciação acumulada. Esta hipótese é feita por ser impossível a substituição dos ativos depreciados instantaneamente, pois a indústria não tem capacidade de ofertar tão grande quantidade de equipamentos em tão curto espaço de tempo. A distribuição dos investimentos para reposição dos ativos 100% depreciados em 2013 ao longo de 12 anos, ao contrário, é factível.

Os reinvestimentos determinam o CAEE, que compõe a RAP final juntamente com a parcela referente aos Custos Operacionais e à Taxa de Lucro remanescente. Os Custos Operacionais são os mesmos que compõem as receitas estabelecidas pela Portaria nº 579/2012, totalizando R\$ 2,56 bilhões por ano. Foram considerados em ambos os cenários estudados e, por esta razão, não influenciam a comparação final. Apesar disso, optou-se por mantê-los na série por comporem, juntamente com o CAEE, os componentes essenciais da receita.

O terceiro elemento é a parcela referente à Taxa de Lucro. Também foi estabelecida na Portaria nº 579, mas diferentemente dos Custos Operacionais, existe apenas no Cenário 1. Como neste cenário considera-se a substituição gradativa dos equipamentos existentes aos quais ela se vincula, é razoável supor que esta parcela também diminuirá gradativamente, até ser extinta.

Para uma comparação adequada, não foram considerados encargos setoriais e tributos, inclusive imposto de renda, já que estes incidem em ambos os casos. Na realidade, considerá-los implica alterações significativas nos resultados, já que a base de cálculo dos encargos e tributos se altera. Sobre este ponto, será feita abordagem em seção específica.

2.12.3 Cenário Alternativo - Cenário 2

No cenário alternativo proposto, em vez de reduzida, a receita é mantida em perfil plano, recalculada para cada função transmissão utilizando-se o Banco de

Preços ANEEL, a WACC e a vida útil regulatória⁴⁸. O estabelecimento da RAP ocorre independentemente do grau de depreciação de cada ativo, dando-se mais atenção ao serviço e menos ao ativo. Um ativo que se encontre em operação, mesmo que totalmente depreciado contabilmente, continua a receber a receita cheia, e não apenas a receita de custos operacionais. Neste caso, o momento em que ocorre a substituição não é relevante, pois com a receita constante, caberia apenas ao concessionário a gestão da troca para continuar a recebê-la.

A RAP resulta, da mesma forma, da soma das parcelas CAEE e Custos Operacionais.

O CAEE neste caso é calculado a partir do VNR total, isto é, do valor da base em estado novo independentemente do grau de depreciação. Corresponde à série de pagamentos constantes calculados para 31 períodos, equivalente à vida útil de 31 anos, para a taxa de desconto igual à WACC regulatória. Os Custos Operacionais, como já mencionado, são os mesmos do Cenário 1.

A Tabela 26 apresenta a evolução dos dois cenários até o ano 2024, a partir de quando as receitas não sofrem mais alterações. As seguintes linhas compõem a tabela:

Depreciação Acumulada Futura: corresponde ao percentual acumulado da depreciação dos ativos que ainda irá ocorrer, ano após ano, nos períodos subsequentes.

Distribuição da Depreciação Atual: representa a distribuição de forma linear da depreciação dos acumulada no instante inicial da série, com arredondamento no último período.

Depreciação Acumulada (reinvestimento): representa o investimento para repor a parte depreciada dos ativos. Logo, corresponde à soma da Depreciação Acumulada Futura e da Distribuição da Depreciação Atual.

Reinvestimento Acumulado: é igual à Depreciação Acumulada (reinvestimento), porém expresso em valores monetários. Refere-se ao percentual da Depreciação Acumulada (reinvestimento) multiplicado pelo VNR total.

⁴⁸ Na realidade, este cálculo seria mais importante para as RBSE/RPC, pois as RBNI/RCDM já foram criadas desta forma. Não seria adequado considerar a simples manutenção das receitas atuais RBSE e RPC em razão da imprecisão quanto à sua composição, da necessidade de rateio por função transmissão e da diferença dos encargos e da forma de tributação.

Cenário 1

- RAP Reinvestimento Acumulado (R\$): corresponde à parcela da RAP final que resulta do reinvestimento a ser realizado, que equivale ao CAEE.
- Custos Operacionais e Taxa de Lucro Original: correspondem aos itens que compõem a receita inicial, estabelecida pela Portaria 579/2012.
- RAP Resultante (R\$): soma dos dois itens anteriores. Da soma das indenizações com o resultado resulta o fluxo de dinheiro previsto para o Cenário 1.
- Série Uniforme de Pagamentos: representa a redistribuição do fluxo em uma série uniforme de pagamentos infinita para uma taxa de retorno igual à WACC. Relevante à comparação dos dois cenários.

Cenário 2

- CAEE: corresponde à parcela da RAP referente ao investimento.
- Custos Operacionais: corresponde ao mesmo item que compõe a receita inicial, estabelecida pela Portaria 579/2012. Somada ao CAEE resulta na RAP final em perfil plano.

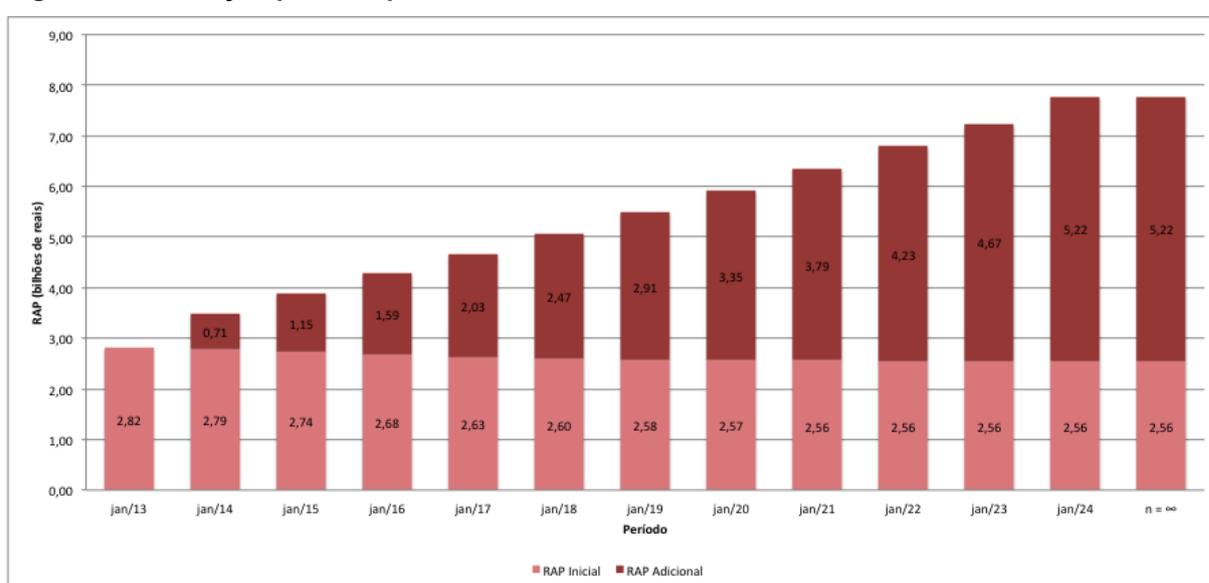
Tabela 26 - Análise comparativa dos Cenários 1 e 2

Mês/Ano	jan/13	jan/14	jan/15	jan/16	jan/17	jan/18	jan/19	jan/20	jan/21	jan/22	jan/23	jan/24	n = ∞
Depreciação Acumulada Futura	0,00%	3,19%	6,38%	9,57%	12,76%	15,95%	19,14%	22,33%	25,52%	28,71%	31,90%	37,09%	-
Distribuição da Dep. Acumulada Atual	5,24%	5,24%	5,24%	5,24%	5,24%	5,24%	5,24%	5,24%	5,24%	5,24%	5,24%	5,24%	-
Depreciação Acumulada (Reinvestimento)	5,24%	13,68%	22,11%	30,54%	38,97%	47,41%	55,84%	64,27%	72,70%	81,14%	89,57%	100,00%	-
Reinvestimento Acumulado (R\$)	0,00	8.725.001.854,83	14.105.127.088,95	19.485.252.323,08	24.865.377.557,21	30.245.502.791,34	35.625.628.025,46	41.005.753.259,59	46.385.878.493,72	51.766.003.727,85	57.146.128.961,97	63.800.896.972,69	63.800.896.972,69
Reinvestimento Acumulado	0,00	13,68%	22,11%	30,54%	38,97%	47,41%	55,84%	64,27%	72,70%	81,14%	89,57%	100,00%	100,00%
CENÁRIO 1													
1. RAP - Reinvestimento Acumulado (R\$)	0,00	713.399.499,32	1.153.305.268,07	1.593.211.036,82	2.033.116.805,57	2.473.022.574,32	2.912.928.343,07	3.352.834.111,82	3.792.739.880,57	4.232.645.649,32	4.672.551.418,07	5.216.678.312,93	5.216.678.312,93
CAEE	0,00	713.399.499,32	1.153.305.268,07	1.593.211.036,82	2.033.116.805,57	2.473.022.574,32	2.912.928.343,07	3.352.834.111,82	3.792.739.880,57	4.232.645.649,32	4.672.551.418,07	5.216.678.312,93	5.216.678.312,93
2. RAP Inicial (R\$)	2.820.829.633,56	2.785.280.716,61	2.735.670.327,98	2.682.288.394,69	2.634.971.786,11	2.599.848.224,52	2.578.089.380,01	2.567.029.271,71	2.562.559.185,27	2.561.197.515,08	2.560.913.965,14	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24
Custos Operacionais	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24
Taxa Lucro Orig.	259.948.688,31	224.399.771,37	174.789.382,73	121.407.449,45	74.090.840,87	38.967.279,28	17.208.434,77	6.148.326,47	1.678.240,03	316.569,84	33.019,89	0,00	0,00
3 = 1 + 2. RAP Resultante (R\$)	2.820.829.633,56	3.498.680.215,93	3.888.975.596,04	4.275.499.431,51	4.668.088.591,68	5.072.870.798,84	5.491.017.723,08	5.919.863.383,53	6.355.299.065,84	6.793.843.164,40	7.233.465.383,21	7.777.559.258,17	7.777.559.258,17
4 = 3 + "Indenizações" (R\$)	26.755.097.815,62	3.498.680.215,93	3.888.975.596,04	4.275.499.431,51	4.668.088.591,68	5.072.870.798,84	5.491.017.723,08	5.919.863.383,53	6.355.299.065,84	6.793.843.164,40	7.233.465.383,21	7.777.559.258,17	7.777.559.258,17
4. Série de Uniforme de Pagamentos	7.795.023.046,80	7.795.023.046,80	7.795.023.046,80	7.795.023.046,80	7.795.023.046,80	7.795.023.046,80	7.795.023.046,80	7.795.023.046,80	7.795.023.046,80	7.795.023.046,80	7.795.023.046,80	7.795.023.046,80	7.795.023.046,80
CENÁRIO 2													
RAP PERFIL PLANO (R\$)	7.777.559.258,17	7.777.559.258,17	7.777.559.258,17	7.777.559.258,17	7.777.559.258,17	7.777.559.258,17	7.777.559.258,17	7.777.559.258,17	7.777.559.258,17	7.777.559.258,17	7.777.559.258,17	7.777.559.258,17	7.777.559.258,17
CAEE	5.216.678.312,93	5.216.678.312,93	5.216.678.312,93	5.216.678.312,93	5.216.678.312,93	5.216.678.312,93	5.216.678.312,93	5.216.678.312,93	5.216.678.312,93	5.216.678.312,93	5.216.678.312,93	5.216.678.312,93	5.216.678.312,93
Custos Operacionais (RAP Inicial)	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24	2.560.880.945,24

Fonte: Elaborado pelo autor, 2013.

A Figura 11 apresenta a série de pagamentos resultante do Cenário 1. Os Custos Operacionais e a Taxa de Lucro compõem uma única parcela. O leve decréscimo da RAP Inicial decorre da retirada gradativa da parcela referente à taxa de lucro. A partir do ano de 2024 a RAP permanecerá constante. Presume-se que novas substituições de equipamentos ocorreriam por equipamentos idênticos, para os quais estabelecer-se-ia a mesma receita, não havendo, portanto, variações na RAP.

Figura 11 - Evolução prevista para o Cenário 1

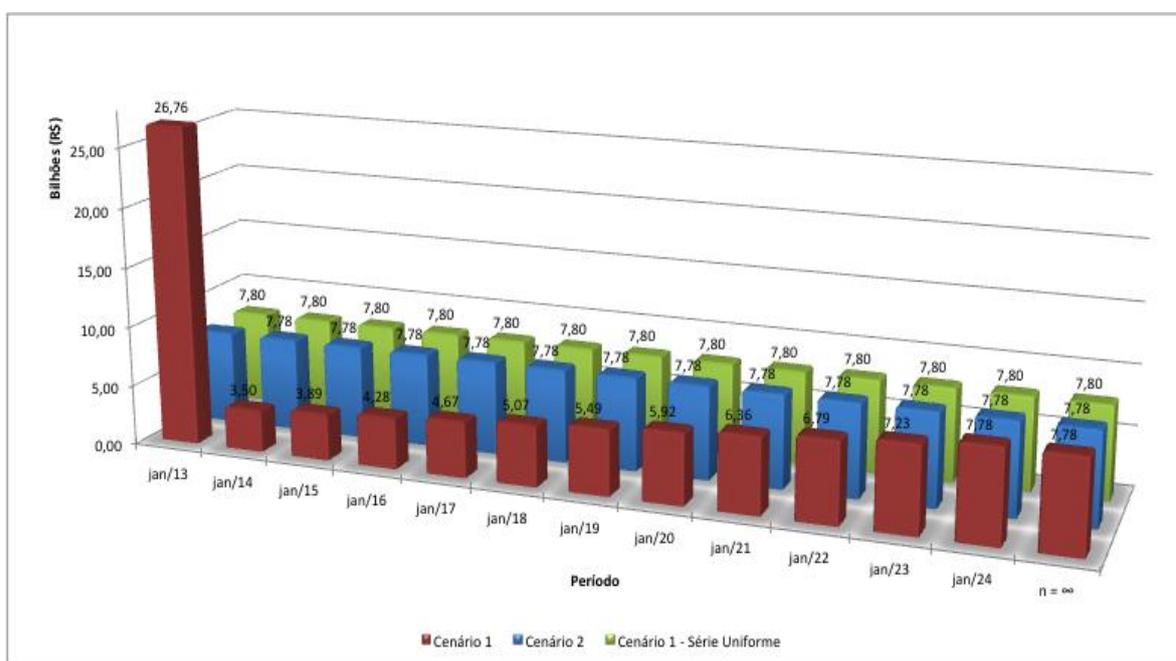


Fonte: Elaborado pelo autor, 2013.

A série de pagamentos correspondente ao Cenário 2 é análoga à apresentada na Figura 11, com parcelas anuais constantes de R\$ 7,77 bilhões.

A Figura 12 traz os dois cenários, sendo que, para fins de comparação, o Cenário 1 também foi apresentado como uma série uniforme de pagamentos. Equivale à distribuição do valor presente da série na perpetuidade segundo a mesma taxa de desconto de 7,24%, que corresponde à WACC regulatória.

Figura 12 - Cenário 1, Cenário 2 e Cenário 2 em série uniforme



Fonte: Elaborado pelo autor, 2013.

2.12.3 Análise comparativa

Como se pode observar, sob as premissas adotadas, os Cenários 1 e 2 podem ser representados por séries uniformes de pagamentos com valores muito próximos. Equivalentemente, apresentam o mesmo valor presente.

Conclui-se que a hipótese de manutenção da receita de acordo com a base das empresas em comparação com o cenário atual, com queda imediata de receita e gradativa elevação mais pagamento de indenizações, são economicamente equivalentes. Nem se poderia dizer que as gerações atuais são privilegiadas em detrimento da futuras por causa da ocorrência do pagamento das indenizações.

Este resultado já podia ser esperado, afinal, o pagamento das indenizações equivale ao adiantamento das receitas futuras que seriam recebidas anualmente por cada transmissor pela prestação do serviço, o que é representado pelo Cenário 2. Contribui importantemente para este resultado considerar que os ativos 100% depreciados, que representam 22,4% do VNR início de 2013, serão substituídos a uma taxa constante, e não de uma única vez, assim como o restante da depreciação existente - o que faz das premissas relativamente conservadoras. Considerar que um percentual maior dos ativos seria substituído antes disso resultaria no aumento

do valor presente da série, fazendo esta opção economicamente menos interessante.

Este ponto de partida poderia ser questionado, afinal significa dizer que, no extremo, alguns ativos só serão desmobilizados, no mínimo, 12 anos após serem considerados completamente depreciados. Até porque, para a parcela de ativos ainda não depreciados, considerou-se a substituição gradual à taxa de 3,19% ao mesmo tempo em que ocorre a depreciação, sem período de carência.

Em que pesem estes argumentos, a razão para esta consideração é simples. Apesar de parecer contraditória, a probabilidade de que a substituição ocorra gradualmente é muito maior por uma limitação de capacidade da indústria em suprir a demanda por novos equipamentos. A indústria que abastece o setor é dimensionada para um crescimento gradual, sem grandes variações, e não seria capaz de prover oferta suficiente para atender a um pico de demanda como este. Esta condição estressa a premissa de que a qualidade do serviço será constante ao longo do tempo, pois a qualidade dos indicadores tenderia a cair.

Não obstante, também foi avaliado o cenário em que é considerada a substituição total em janeiro de 2014 dos ativos 100% depreciados, distribuindo-se uniformemente apenas a depreciação dos ativos parcialmente depreciados. Neste cenário, o valor presente da série apresentou uma elevação de 33,6%, ou R\$ 3,9 bilhões, atingindo R\$ 119,3 bilhões. Nestas condições, o Cenário 1 tornar-se expressivamente mais caro que o Cenário 2, mesmo sem considerar qualquer variação na vida útil média. Ou seja, nesta condição, pouco provável, o Cenário 2 apresentaria ampla vantagem econômica.

O Cenário 2 considera que todos os ativos em operação, mesmo que completamente depreciados e amortizados, continuariam a receber receita em função do serviço que prestam. Para o curto prazo, pode-se argumentar que há perda para o consumidor, e ganho para o concessionário, com o pagamento "adicional" por um equipamento já depreciado. Haverá a apropriação pelo concessionário da receita que poderia resultar em tarifa menor ao consumidor final. Isso ocorrerá caso o equipamento permaneça em operação por mais tempo que a vida útil regulatória, mas só se, na média, esta estiver subdimensionada. Em verdade, o argumento de que há pagamento "extra" do consumidor por um equipamento já depreciado é questionável, já que se a troca for efetuada exatamente ao final da vida útil regulatória - e é este seu conceito -, um novo

equipamento será instalado e a receita permanecerá a mesma. A verdadeira perda do consumidor ocorre quando há um "gasto" novo com um equipamento que poderia ser postergado. Desta forma antecipam-se custos ao consumidor, ocorrendo a transferência de recursos ao concessionário, por meio da remuneração dos investimentos, e principalmente à indústria que fabrica os equipamentos.

No longo prazo, considerando-se a realimentação da vida útil regulatória com as informações sobre a vida útil coletada em campo, na existência de um estímulo econômico ao concessionário à preservação dos ativos, a diferença entre o regulatório e o real tende a zero, isto é, a vida útil regulatória torna-se igual à vida útil real. Neste caso o incentivo econômico à preservação dos ativos é evidente, seja para ganhar mais, caso a empresa consiga superar a vida útil regulatória, seja para não perder, caso a empresa esteja abaixo da média do mercado.

Conclui-se que na hipótese mais provável os Cenários 1 e 2 mostram-se equivalentes economicamente, o que abre espaço para que outras características façam um ou outro cenário mais interessante, como a qualidade do serviço, a eficiência ou a preservação da vida útil dos equipamentos.

2.13 VARIAÇÕES NA VIDA ÚTIL

Diante das conclusões acerca dos aspectos econômicos, faz-se mister a avaliação de outras características que decorram da nova configuração de receita que também tenham impacto na comparação dos cenários. Vislumbra-se, como abordado, que do incentivo que existe no Cenário 2 possam advir ganhos ao consumidor em virtude da otimização do aproveitamento dos ativos envolvidos na prestação do serviço de transmissão.

Para os resultados apresentados foi considerada a taxa de depreciação anual média de 3,19% ao ano, a mesma informada no Memorando 599/2012-SRE/ANEEL, a qual foi calculada com base nas taxas de depreciação que constam do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE.

Este mesmo documento apresenta um histórico, apresentado a seguir, das alterações já implementadas, até sua regulamentação atual:

Hoje, é a Resolução nº 474, de 7 de fevereiro de 2012⁴⁹, que estabelece as taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgados no setor elétrico, alterando as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 367, de 2 de junho de 2009⁵⁰.

A Tabela 27 mostra a RAP total do sistema, sem encargos e tributos, para várias taxas de depreciação anual. Também foi apresentada a variação em reais decorrente de variações na taxa, e quanto isso representa percentualmente nestas condições. Os resultados foram apresentados também para a WACC de 6,64%, vigente a partir do 3º Ciclo de Revisão.

A mudança na WACC tem impacto importante no valor final da RAP, mas pequeno na comparação entre os dois cenários. O que se pode observar é que taxas de desconto maiores favorecem o Cenário 1, pois o valor presente das parcelas torna-se menor à medida em que a taxa aumenta. Isso favorece as parcelas nos períodos iniciais, que no caso do Cenário 1 são menores.

Tabela 27 - Variação da RAP devido a variações na vida útil média

Taxa de Dep. Anual	Variação da Taxa	Vida Útil (anos)	WACC = 6,64%			WACC = 7,24%		
			RAP (R\$)	Variação (R\$)	Variação (%)	RAP (R\$)	Variação (R\$)	Variação (%)
3,29%	-3,0%	30	7.517.702.833,46	51.937.504,12	0,70%	7.826.875.126,29	49.315.868,12	0,63%
3,19%	0,0%	31	7.465.765.329,34	-	-	7.777.559.258,17	-	-
3,16%	1,0%	32	7.418.040.977,58	-47.724.351,76	-0,64%	7.732.397.852,49	-45.161.405,68	-0,58%
3,06%	4,0%	33	7.374.124.353,15	-91.640.976,20	-1,23%	7.690.984.279,41	-86.574.978,76	-1,11%
2,97%	7,0%	34	7.333.657.678,16	-132.107.651,18	-1,77%	7.652.959.818,12	-124.599.440,05	-1,60%
2,87%	10,0%	35	7.296.324.051,23	-169.441.278,11	-2,27%	7.618.006.861,43	-159.552.396,74	-2,05%
2,81%	12,0%	36	7.261.841.803,85	-203.923.525,49	-2,73%	7.585.843.250,52	-191.716.007,65	-2,46%
2,71%	15,0%	37	7.229.959.770,66	-235.805.558,68	-3,16%	7.556.217.525,80	-221.341.732,37	-2,85%
2,65%	17,0%	38	7.200.453.305,10	-265.312.024,24	-3,55%	7.528.904.925,26	-248.654.332,91	-3,20%
2,58%	19,0%	39	7.173.120.906,70	-292.644.422,64	-3,92%	7.503.703.996,00	-273.855.262,17	-3,52%

Fonte: Elaborado pelo autor, 2013.

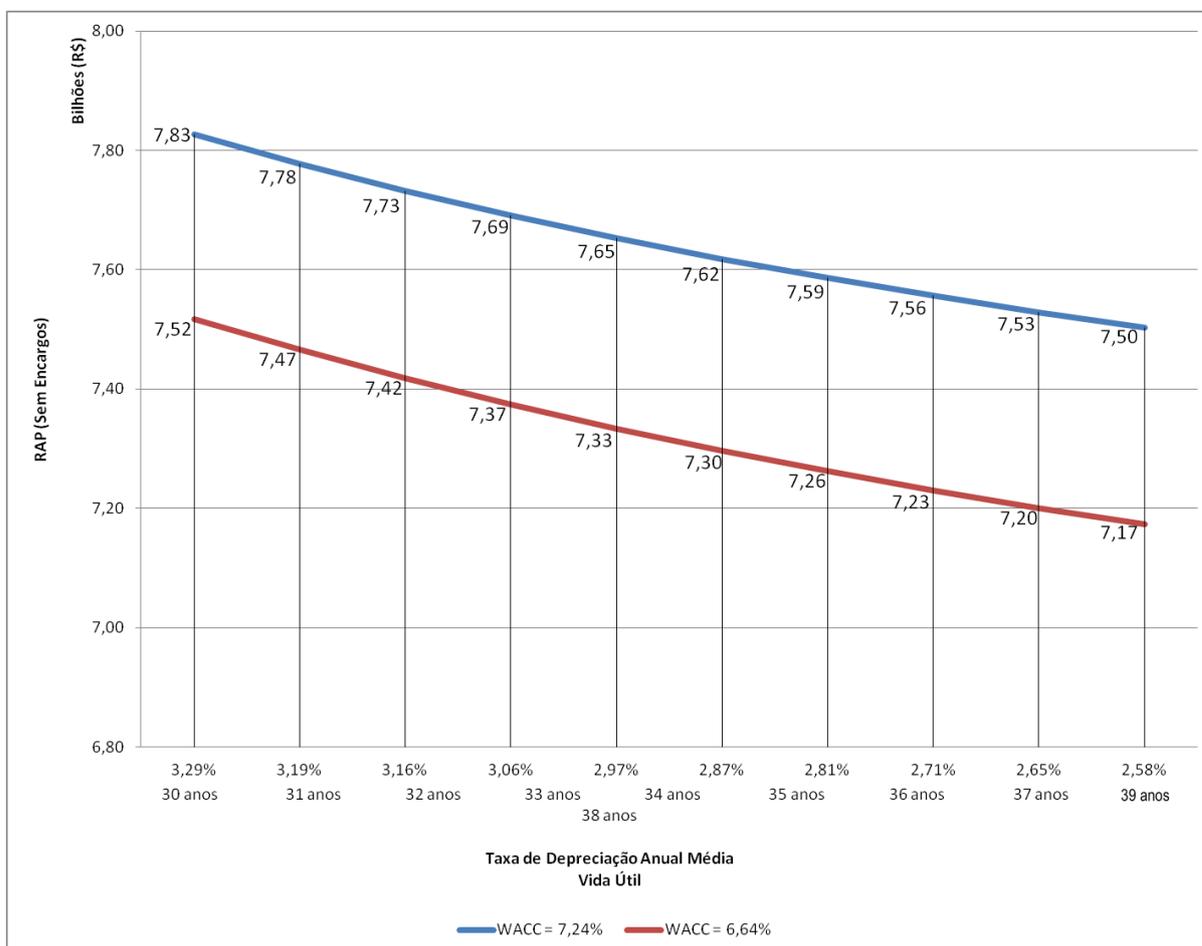
Foram consideradas variações de até 19% na taxa de depreciação anual média, que provocaram um aumento de até 8 anos na vida útil. As variações nas taxas não foram lineares, pois como a vida útil é calculada pelo arredondamento do inverso da taxa, tem-se uma faixa de valores de taxa que resultam na mesma vida útil. Além disso, como no Cenário 2 os estímulos são no sentido de que a vida útil aumente, não foram apresentados resultados considerando-se sua redução.

⁴⁹ ANEEL. **Resolução Normativa Nº 474, de 7 de fevereiro de 2012**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012474.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

⁵⁰ ANEEL. **Resolução Normativa Nº 367, de 2 de junho de 2009**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009367.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

A Figura 13 apresenta estes mesmos resultados dispostos em um gráfico.

Figura 13 - Gráfico da variação da RAP devido a variações na vida útil média



Fonte: Elaborado pelo autor, 2013.

O que se observa é que o aumento da vida útil média gera, progressivamente, maior economia anual decorrente da redução na RAP. Tal fato é resultado do melhor aproveitamento do ativo, que permanece por mais tempo em uso dado um mesmo investimento.

No Cenário 2, o efeito de aumento da vida útil média será tão maior quanto maior for a resposta das empresas a este incentivo econômico dado pelo regulador, isto é, enquanto mais elástico for o seu comportamento. Especialmente em um ambiente com regras claras e horizonte previsível - por exemplo, quanto à possibilidade de renovação ou licitação da concessão e adequada valoração dos ativos neste instante - o agente tenderá a realizar mais investimentos que prolonguem a vida útil de sua rede e maximizem seu lucro. Esta nova realidade

realimentaria o cálculo da vida útil regulatória, em um ciclo virtuoso benéfico ao consumidor. Além disso, concessionárias mais eficientes usufruiriam permanentemente de tal benefício, enquanto as menos eficientes teriam o estímulo necessário para se aperfeiçoarem.

2.14 QUALIDADE - PARCELA VARIÁVEL (PV)

A Parcela Variável - PV é o mecanismo de controle de qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica associado à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica, conforme instituído pela Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007. As instalações de transmissão são colocadas à disposição da operação do Sistema Interligado Nacional por meio de um Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST entre concessionária de transmissão e ONS. A RAP é calculada considerando-se a disponibilidade plena das instalações, independentemente do fluxo de energia na rede. Assim, a Parcela Variável pode ser deduzida da receita da transmissora em função da não prestação adequada do serviço, limitada a 25% da receita da função transmissão ou 12% da receita da concessão. A PV tem mostrado desempenho satisfatório no sentido de preservar a qualidade e a continuidade do serviço de transmissão ao privar do recebimento de parte da RAP o concessionário que apresente baixo desempenho.

A Tabela 28 contém os resultados da aplicação da PV no período de junho de 2012 a maio de 2013 sobre a receita das nove concessionárias em estudo, disponíveis no site da ANEEL. Adicionalmente apresenta-se a relação entre o desconto e a RAP total. Como o período de apuração da PV compreende três valores de receita diferentes, foi calculado um valor de RAP Referência resultante da soma de parcelas proporcionais à quantidade de meses na vigência de cada valor, ou seja, a soma de 1/5 da receita do Ciclo 11 - 12 com 6/12 da receita do Ciclo 12 - 13 até dezembro de 2012 com 5/12 da receita do Ciclo 12 -13 a partir de janeiro de 2013, o que resulta em doze meses. O resultado é um valor de RAP referencial apenas para fins de comparação. Este valor, portanto, nunca existiu, mas permite a análise adequada em termos percentuais, já que o desconto devido à PV é proporcional, e varia com o valor da RAP.

Tabela 28 - Parcela Variável e sua relação com a RAP

Concessionária	PV (R\$)	RAP Referência (R\$)	PV/RAP
FURNAS	-19.155.122,68	1.590.804.735,42	-1,20%
CHESF	-13.932.934,66	1.027.202.096,57	-1,36%
ELETRONORTE	-8.801.967,96	753.839.210,85	-1,17%
CTEEP	-5.482.830,40	1.480.072.117,77	-0,37%
CEMIG-GT	-4.285.064,79	349.309.625,73	-1,23%
ELETROSUL	-2.172.290,10	706.102.948,61	-0,31%
CEEE-GT	-2.037.564,11	367.860.985,16	-0,55%
COPEL-GT	-432.930,13	228.934.096,43	-0,19%
CELG-GT	-403.804,23	32.533.770,51	-1,24%
Total	-56.704.509,06	6.536.659.587,07	-0,87%

Fonte: Elaborado pelo autor, 2013.

A única alteração realizada no mecanismo da PV em decorrência da Lei 12.783/2013 foi a retirada da franquía, aproximando o tratamento dado às concessões renovadas ao dado às concessões licitadas. Assim, não há mais um tempo mínimo de indisponibilidade a partir do qual a penalidade pode ser aplicada.

Entretanto, apesar da manutenção dos percentuais de desconto, a expressiva redução da receita sobre a qual ela se aplica inevitavelmente compromete o sinal econômico dado pelo mecanismo, não pela deficiência do método, mas pelo pouco que se pode descontar de receita.

Assim como fica comprometida a atratividade do negócio em si, como já abordado, ao pagar o concessionário antecipadamente pelos equipamentos ainda em serviço, desvinculando tal pagamento da atividade fim da transmissora, reduz-se a eficácia do desconto de RAP, pois ele diminui juntamente com a própria receita. É como pagar adiantado, à vista, o salário que um trabalhador receberia ao longo de toda sua vida, pagando-lhe mensalmente apenas itens de "operação e manutenção" como vale transporte, vale alimentação, plano de saúde, etc. Por mais que este se comprometa a continuar cumprindo seu horário e a trabalhar com dedicação e afinco, é improvável que seu desempenho seja o mesmo dali em diante, afinal, a razão do seu trabalho é o recebimento de um salário em troca de sua mão de obra, que já está paga.

2.15 ENCARGOS E TRIBUTOS

As análises até então realizadas não consideraram a parcela de P&D, que corresponde a 1% da receita bruta, da incidência da TFSEE, que passou a 0,4% após a lei 12.783/2013, e da RGR, que foi extinta. Também não foram considerados o PIS/PASEP e COFINS, de 9,25%, que apesar de ter sido excluído da receita é custeado pelo consumidor, e o Imposto de Renda e CSLL, que juntos totalizam 34% sobre o lucro líquido. Sem estes encargos e tributos, os cenários mostraram-se economicamente equivalentes. Entretanto, à medida em que cada um destes elementos é considerado na simulação, o Cenário 2 torna-se mais caro - em valor presente ou parcela uniforme - até superar o valor presente do fluxo do Cenário 1.

Ao se incluir no cálculo os encargos e IR/CSLL, que é a realidade, não se vislumbra a possibilidade de que o aumento da vida útil compense o aumento proporcionado por se considerar estes dois elementos.

Essa diferença surge porque estes acréscimos não foram aplicados às indenizações. Apesar de incidirem independentemente da apresentação da RAP, como as indenizações não incluem o equivalente à antecipação dos encargos e tributos das parcelas futuras, o Cenário 2 torna-se, neste caso, mais caro.

Entende-se que não é adequada a comparação entre RAP com IR/CSLL e indenizações sem IR/CSLL adicional, mesmo que esta seja, afinal, a realidade. A Receita Federal do Brasil pronunciou-se esclarecendo que é devido IR pelo recebimento das indenizações, sendo que, conceitualmente, a indenização destina-se unicamente a restituir o capital empregado pela empresa, e não a produzir ganhos, os quais, aí sim, sujeitar-se-iam ao recolhimento do imposto.

Assim, entendo que, em sendo esta situação colocada pela Receita Federal previamente conhecida, deveria haver previsão de montante suplementar destinado ao recolhimento do imposto de renda ao fisco, tal que as indenizações calculadas resultassem líquidas ao concessionário. Isso majoraria o valor presente do Cenário 1 resultando em nova equivalência econômica.

Ao se considerar encargos e tributos nos dois cenários, sem a suplementação das indenizações, comparam-se situações diferentes. Sem a análise cuidadosa, poder-se-ia chegar à conclusão absurda de que não é vantajoso estimular o aumento da vida útil média dos equipamentos. É indiscutível que ao se considerar o aumento da vida útil, há maior eficiência na utilização dos recursos e ganhos à

sociedade, independente de quaisquer outras variáveis, e não há razões para não se incentivar que o capital empregado sempre melhor utilizado.

Por outro lado, se mantida a exigência de recolhimento sem o aumento do valor das indenizações, o peso recai sobre a empresa e os acionistas, o que pode ter, ao final, indesejável efeito contrário, pois ao perceber maior risco ou menor retorno na atividade, o investidor passa a exigir maior RAP para a prestação de um mesmo serviço, seja na participação de leilões para novas concessões, seja para assumir concessões existentes. No longo prazo, o que poderia ser encarado como ganho imediato seria devolvido em forma de custo à sociedade.

Por estas razões, entende-se que a comparação das receitas puras, isto é, sem encargos e tributos, é mais adequada, por refletir melhor os investimentos, que são inerentes à atividade de transmissão. Diferenças em favor do Cenário 1 decorrentes unicamente destas considerações serão mera abdicação de arrecadação por parte da União ou penalização inadequada das empresas. Pode ser que exista lucro econômico não capturado pela atividade regulatória, o que manteria as empresas na atividade apesar de eventuais perdas, mas o que deve ocorrer neste caso é o aperfeiçoamento da regulação para que este lucro excedente seja capturado. Na hipótese de a União manter sua receita, será necessária a elevação da arrecadação sobre o contribuinte, transferindo-se encargos dos consumidores de energia para os contribuintes.

Quanto à TFSEE em específico, cabe mencionar que sua redução implica na redução da arrecadação de recursos destinados ao orçamento da ANEEL, que resultam da aplicação da taxa sobre a receita. Na realidade, tem-se observado o contingenciamento do valor arrecadado no repasse à Agência. Considerando-se que este valor repassado será mantido independentemente do valor arrecadado, mais uma vez observa-se que este "custo" recai sobre o caixa da União.

2.16 REGULAMENTAÇÃO ATUAL E ADEQUAÇÕES

A Resolução Normativa ANEEL nº 443, de 26 de julho de 2011⁵¹, estabelece a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidades de concessionárias de transmissão. Ao apresentar a definição de

⁵¹ ANEEL. Resolução Normativa Nº 443, de 26 de julho de 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011443.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

melhoria, a Resolução inclui, no inciso II do Art. 2º, a substituição de equipamentos por motivo de vida útil esgotada. Considerando que não há aumento de capacidade, a eventual substituição de um equipamento por motivo de fim de vida útil não implicaria o recebimento de parcela adicional de receita, mas garantiria ao concessionário a manutenção do recebimento da RAP a que ele já faz jus por prestar aquele serviço. Nota-se que na regulamentação atual já existe incentivo a que o concessionário preserve o ativo pelo máximo tempo possível. O limite da troca seria o aumento excessivo dos custos com manutenção ou o comprometimento da qualidade do serviço - a serem observados pelo próprio agente - o que resultaria em desconto de RAP por Parcela Variável, identificando ao concessionário o momento em que passa a ser mais interessante ao concessionário a realização da troca.

Com as alterações decorrentes da Lei 12.783/2013, no entanto, mostra-se adequada a alteração deste dispositivo, já que a receita em patamar reduzido, se simplesmente mantida, não remuneraria adequadamente o serviço que decorresse da troca de um equipamento. A realização de novo investimento irá requerer o estabelecimento de nova receita em substituição à receita anterior, o que desincentiva o aumento da vida útil daquele ativo. Uma alternativa seria o estabelecimento de parcela adicional de receita como prêmio ao concessionário que conseguir postergar a troca. Tal medida seria uma forma de compensar a retirada do sinal econômico, mas, obviamente, inserir-se-ia novo custo ao processo, tornando-o menos eficiente.

2.17 PERFIL DECRESCENTE

O perfil decrescente é uma alternativa ao perfil plano, utilizada pela ANEEL em parte dos casos, conforme consta do Submódulo 9.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária. O perfil decrescente é análogo ao sistema SAC - Sistema de Amortização Constante - utilizado na amortização de financiamentos. Após realizar determinado investimento para a prestação de serviço adicional, o concessionário passa a receber na RAP o percentual correspondente à depreciação anual do ativo - denominado Quota de Reintegração Regulatória - QRR - mais a remuneração resultante da aplicação da WACC sobre o saldo residual, além dos demais componentes da RAP. Assim, a RAP recalculada torna-se menor a cada Revisão

Periódica, pois o saldo investido decresce gradativamente com o pagamento da QRR, até ser igual a zero ao final da vida útil regulatória.

A RAP adicional decorrente da autorização de reforços em instalações de transmissão passou a ser calculada pela ANEEL em perfil decrescente, apesar de por algum tempo após a Lei 12.783/2013 ter sido adotado o perfil plano. Somente estas instalações passarão por revisão deste ponto, já que as demais não tem mais parcela sujeita a depreciação.

O perfil decrescente, em comparação ao perfil plano, resulta em RAP maior nos instantes iniciais, que passa a ser menor em determinado instante, até zerar. Esta característica permite ao concessionário reaver mais rapidamente o capital empregado.

Comparativamente, avalia-se que este perfil também confere baixo incentivo a que os concessionários mantenham os equipamentos em operação após a completa amortização, já que receberão, da mesma forma, apenas a parcela de operação e manutenção. Atribuindo-se receita zero ao ativo depreciado, evita-se que o transmissor aufera ganhos extraordinários se o ativo, apesar de depreciado contabilmente, permanecer em operação. Entretanto, como já avaliado, o incentivo à sua substituição, em contraste com o incentivo à preservação da rede existente no Cenário 2, tende, no longo prazo, a anular este ganho. Além disso, após aproximadamente 1/3 da vida útil, a receita já passa a ser menor do que a receita do perfil plano, tendendo gradativamente a zero, o que gera, progressivamente, os mesmos sinais econômicos.

A eficácia da aplicação da Parcela Variável, de forma análoga ao Cenário 1, também fica comprometida, já que os descontos de RAP em caso de penalidade tornam-se progressivamente menores à medida em que a RAP diminui, justamente quando a probabilidade de falha dos equipamentos aumenta.

De forma geral, o cenário atual de receita e o perfil decrescente resultam, quando comparados ao Cenário 2, em conclusões semelhantes, com intensidades diferentes. Os dois apresentam, afinal, receitas menores do que uma série uniforme de pagamentos, o que de certa forma contrasta com a expectativa de que a prestação do serviço de transmissão ocorra indefinidamente em níveis constantes de qualidade.

2.18 PORTARIA Nº 267, DE 13 DE AGOSTO DE 2013

A Portaria nº 267, de 13 de agosto de 2013, observando o disposto no art. 15, § 2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, dispôs que a ANEEL deveria realizar os estudos para a definição do Valor Novo de Reposição - VNR relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000 das concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo art. 17, § 5º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. No parágrafo único do Art. 1º acrescentou que a definição da regra e dos prazos para envio pelas concessionárias das informações necessárias ao processo deveria ocorrer até 31 de dezembro de 2013.

2.19 AUDIÊNCIA PÚBLICA 101/2013

Em 9 de setembro de 2013 foi publicado no Diário Oficial da União o aviso de abertura da Audiência Pública nº 101/2013, com período de intercâmbio documental até 11 de outubro, com o objetivo de obter subsídios para o estabelecimento de critérios e procedimentos para valoração dos ativos não depreciados existentes em 31 de maio de 2000 das concessões de transmissão de energia elétrica - aqueles remunerados via RBSE e RPC.

Diferentemente do que foi adotado para o cálculo do VNR para as indenizações da RBNI e RCDM, em que foi utilizado o Banco de Preços de Referência ANEEL - metodologia que foi utilizada neste trabalho também para a avaliação da segunda parte dos ativos - a ANEEL propôs na Nota Técnica de abertura da audiência pública que as indenizações dos ativos remunerados por RBSE e RPC sejam calculadas com base em laudo de avaliação elaborado por empresa credenciada. A Nota Técnica nº 402/2013, de 27 de agosto de 2013, propõe que os ativos sejam valorados a exemplo do disposto no item 7, do Submódulo 9.1 do PRORET, aprovado pela Resolução Normativa nº 553, de 2013.

Adicionalmente, no caso específico da CEMIG GT, que teve toda sua base de ativos (RBSE, RPC, RBNI e RCDM) valorada por meio de laudo de avaliação em sua última revisão, propõe-se que o laudo contemple toda a base, para que seja

então subtraído o valor estabelecido na Portaria 580/2012⁵² para definição do montante final de indenização.

⁵² BRASIL, Portaria Interministerial N° 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Port_580_inter_MF_indenizaxes_ministerio_da_fazenda.pdf>. Acesso em: 21 jan. 2013.

3 CONCLUSÕES

Ao longo do trabalho foram apresentadas diversas conclusões quanto aos aspectos econômicos e qualitativos do serviço de transmissão de energia elétrica no país em decorrência das novas diretrizes apresentadas pela Lei 12.783/2013.

Avaliar se tais medidas foram acertadamente tomadas é tarefa complexa, por todas as variáveis que envolve. Há pontos favoráveis e desfavoráveis ao ocorrido e, igualmente, opiniões a favor e contra. De um lado, o acionista - onde se inclui também o cidadão detentor de ações das empresas - que viu perdas substanciais do valor de seus ativos. Do outro, o governo e o cidadão, agora como consumidor, que, pelo menos no curto prazo, perceberá redução na sua conta de luz, além dos benefícios indiretos relacionados à redução do preço de um insumo que está presente na cadeia de produção qualquer bem de consumo.

O esforço pela redução do preço da energia elétrica é nobre, visto que se trata de um bem essencial, de demanda pouco elástica, que serve de insumo à grande maioria dos processos e que tem custo elevado no país. Entretanto, resultados imediatos e medidas de curto prazo são pouco compatíveis com o setor elétrico e com outros setores ligados à infraestrutura de forma geral. Apesar da necessidade imediata do país, a preocupação com o longo prazo deve ser sempre levada em conta, e neste horizonte é possível que resultados indesejáveis sejam obtidos.

Os resultados apontaram para uma receita constante, que remunera o serviço de transmissão, e não simplesmente um investimento em ativos, como a alternativa menos cara ao consumidor no longo prazo. Se avaliado que para algumas ineficiências criadas não haveria aumento de custo, o resultado seria o comprometimento da qualidade do serviço, o que, de uma forma ou de outra, leva à mesma conclusão. Mas como a perda de qualidade é potencialmente mais prejudicial à sociedade em termos globais - as perdas para a sociedade decorrentes de um desligamento podem ser muito maiores que o custo para evitá-lo -, entende-se que este quadro deve sempre ser evitado.

Outra vantagem da remuneração do serviço de transmissão por receita constante advém da dificuldade de se calcular a vida útil regulatória. Dada a assimetria de informações, a diminuição da dependência de informações provenientes dos agentes regulados é interessante à regulação. Além disso, a

metodologia baseia-se na observação de dados do passado, o que não incorpora os avanços tecnológicos posteriores. A conclusão de que um transformador durou 40 anos, por exemplo, só pode ser tirada após ser atestada a sua incapacidade de continuar em operação, sendo que este equipamento terá sido produzido quarenta anos antes.

Outro ponto é a redução dos custos do regulador, resultando em maior eficiência e previsibilidade ao mercado. Ao se considerar que a receita permanecerá constante enquanto o serviço for prestado, independentemente do nível de depreciação, permite-se que o regulador não emita novos atos para substituições de equipamentos, reservando sua atuação apenas aos casos em que as substituições exigirem aumento de capacidade - troca de um transformador, por exemplo, por um de maior potência. Adicionalmente, reduz-se a necessidade de fiscalização da base de ativos, que é feita tanto em campo quanto contabilmente, pois deposita-se maior atenção sobre a qualidade do serviço prestado.

Importante destacar que o menor controle sobre o ativo implica a necessidade de maior controle finalístico sobre a performance do concessionário, isto é, maior eficiência na observação dos parâmetros de qualidade, com eficácia no dimensionamento e aplicação das penalidades decorrentes do não atendimento à referência mínima de qualidade do serviço. É importante que seja dado o correto sinal econômico ao concessionário mediante a aplicação da Parcela Variável ou multa atribuindo-lhe corretamente a responsabilidade por eventuais falhas na prestação do serviço que prejudiquem o consumidor. Desta forma, é o concessionário quem capta o momento adequado para a realização da troca do equipamento, isto é, o instante em que os custos com manutenção e de potenciais penalidades se sobrepõem ao de realizar um novo investimento, tornando-se mais interessante efetuar a troca.

Além disso, todas as análises até então realizadas restringiram-se às concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013, mas igualmente importante é a influência sobre o modelo de regulação de todos os demais ativos do segmento de transmissão, cuja concessão em algum momento também cessará, sendo que avaliação semelhante a esta deverá ser feita.

Como já ponderado, avaliar se estas medidas deveriam ou não ter sido tomadas carecem de avaliação mais detalhada por envolver outras variáveis que não apenas econômicas, tarefa a que este trabalho não se propõe. Apesar da

conclusão pela vantagem econômica do Cenário 2, é fato que de imediato há redução na tarifa de energia, sendo que o momento do país em que isto ocorre também deve ser levado em conta.

Os resultados obtidos, apesar de exigirem análise conjunta de outros fatores, fornecem apoio à análise crítica das alterações decorrentes da Lei 12.783/2013, bem como contribuem com a tomada de decisão em conjunturas semelhantes, inclusive em outros setores regulados.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Resolução Homologatória nº 1313 da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL**, 26 set. 1999. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisadigit.cfm>>. Acesso em: 21 jan. 2013.

_____. **Resolução Homologatória Nº 758, de 6 de janeiro de 2009**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2009758.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

_____. **Resolução Nº 166, de 31 de maio de 2000**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2000166.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013

_____. **Resolução Nº 167, de 31 de maio de 2000**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2000167.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013

_____. **Resolução Normativa Nº 367, de 2 de junho de 2009**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009367.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

_____. **Resolução Normativa Nº 559, de 27 de junho de 2013**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013559.pdf> >. Acesso em 15 jan. 2013

_____. **Resolução Normativa Nº 435, de 24 de maio de 2011**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011435.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

_____. **Resolução Normativa Nº 443, de 26 de julho de 2011**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011443.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

_____. **Resolução Normativa Nº 474, de 7 de fevereiro de 2012**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012474.pdf> >. Acesso em 15 jan. 2013.

_____. **Resolução Normativa Nº 491, de 5 de junho de 2012**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012491.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 553, de 4 de junho de 2013**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013553.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2013.

_____. **Submódulo 9.1**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Subm%C3%B3dulo%209.1.pdf>. Acesso em 15 jan. 2013

_____. **Submódulo 9.7**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2012491_3.pdf >. Acesso em 15 jan. 2013.

BRASIL, Decreto Nº 2.655, de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

_____, Decreto Nº 7.805, de 14 de setembro de 2012. Regulamenta a Medida Provisória no 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/Decreto/D7805.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

_____, Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nos 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei no 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm>. Acesso em: 27 out. 2013.

_____, Lei Nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9648cons.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

_____, Lei Nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.HTM>. Acesso em: 21 jan. 2013.

_____, Lei Nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm>. Acesso em: 21 jan. 2013.

_____, Medida Provisória 591/2012 | Medida Provisória nº 591, de 29 de novembro de 2012. Altera a Medida Provisória no 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, e sobre a modicidade tarifária. Disponível em: <<http://presrepublica.jusbrasil.com.br/legislacao/1033527/medida-provisoria-591-12>>. Acesso em: 21 jan. 2013.

_____, medida Provisória Nº 579, de 11 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm>. Acesso em: 27 out. 2013.

_____, Portaria Interministerial Nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Port_580_inter_MF_indenizaxes_ministerio_da_fazenda.pdf>. Acesso em: 21 jan. 2013.

Memorando 599/2012-SRE/ANEEL, de 14 de dezembro de 2012, processo 48500.004834/2012-21 (documento confidencial da empresa)

Ministério de Minas e Energia. Nota Técnica DEA/DEE 01/12. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Portarias_concessoes/Nota_Tecnica_EPE.pdf>. Acesso em 15 jan. 2013

Nota Técnica nº 383/2012-SRE/ANEEL, processo 48500.005619/2012-48 (documento disponível na empresa mediante pedido de vistas)

Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico - **ONS**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 21 jan. 2013.