



FUNDAÇÃO
GETULIO VARGAS

**FGV Management
MBA do Setor Elétrico**

TRABALHO DE CONCLUSÃO
DE CURSO

**Renovação das
concessões de distribuição
de energia elétrica: estudo de
caso com enfoque nos aspectos
econômicos, financeiros e contábeis.**

Elaborado por:

Maria Cristina Navarro Lins Paul

**Trabalho de Conclusão de Curso de
MBA do Setor Elétrico**

Professor Orientador:

Prof. Andriei José Beber, Dr.

**Curitiba
Agosto/2017**

MARIA CRISTINA NAVARRO LINS PAUL

RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:

**Estudo de caso com enfoque nos aspectos econômicos,
financeiros e contábeis.**

Coordenador Acadêmico

Prof. Fabiano Simões Coelho, PhD

Professor Orientador

Prof. Andriei José Beber, Dr.

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso MBA do Setor Elétrico de Pós-Graduação lato sensu, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista.

TURMA MBASE 1/15

Curitiba - PR

2017

O Trabalho de Conclusão de Curso

RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:

**Estudo de caso com enfoque nos aspectos econômicos,
financeiros e contábeis.**

elaborado por Maria Cristina Navarro Lins Paul e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção do MBA do Setor Elétrico, Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management.

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico

Prof. Fabiano Simões Coelho

Professor orientador

Prof. Andriei José Beber, Dr.

DECLARAÇÃO

Declaro que os dados utilizados neste Trabalho de Conclusão de Curso referentes à Empresa Copel Distribuição S.A., foram obtidos a partir da divulgação da própria empresa em fontes publicamente disponíveis. Além disso, este trabalho é de cunho estritamente acadêmico, não servindo de base para quaisquer tomadas de decisão econômica por parte de seu usuário.

Curitiba, 17 de agosto de 2017

Maria Cristina Navarro Lins Paul

TERMO DE COMPROMISSO

A aluna Maria Cristina Navarro Lins Paul, abaixo-assinada, do Curso MBA do Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada Instituto Superior de Administração e Economia, ISAE/FGV, no período de Junho de 2015 a Junho de 2017, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado “RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: Estudo de caso com enfoque nos aspectos econômicos, financeiros e contábeis” é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, 17 de agosto de 2017

Maria Cristina Navarro Lins Paul

Sumário

RESUMO	8
1 INTRODUÇÃO	9
2 REFERENCIAL TEÓRICO	13
3 CONTEXTO HISTÓRICO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	14
3.1 As instalações do serviço de distribuição de energia elétrica	15
3.2 Consumidores	16
3.3 Agentes	17
3.3.1 Aneel.....	17
3.3.2 Concessionárias de distribuição de energia elétrica.....	18
3.4 Regulamentação do serviço de distribuição de energia elétrica.....	18
3.4.1 A motivação da regulação.....	19
3.4.2 Regulamentação vigente.....	20
3.5 Qualidade de Energia	21
4 MODELOS DE REMUNERAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	23
4.1 Custo do serviço	24
4.2 Remuneração do serviço pelo preço.....	25
4.2.1 Parcela A.....	26
4.2.2 Componentes financeiros da tarifa.....	28
4.2.3 Parcela B.....	29
4.2.4 Bandeiras tarifárias	34
4.3 Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT).....	36
4.3.1 Revisão Tarifária Periódica (RTP)	37
4.3.2 Reajuste Tarifário Anual (RTA)	37
4.3.3 Revisão Tarifária Extraordinária (RTE).....	37
4.4 Composição da Tarifa Média no Brasil	38
5 RENOVAÇÃO DA CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	40
5.1 Contexto histórico e legal	40
5.1.1 Critério da eficiência com relação à qualidade do serviço prestado	43

5.1.2	Critério de eficiência em relação à gestão econômico-financeira	44
5.1.3	Critério da modicidade tarifária.....	46
5.1.4	Racionalidade operacional e econômica	46
5.2	Impactos da renovação das concessões.....	46
5.2.1	Programa de investimentos	47
5.2.2	Gestão econômico financeira	48
5.2.3	Impactos nas demonstrações contábeis.....	52
6	CONCLUSÃO.....	54
7	BIBLIOGRAFIA	57

RESUMO

A distribuição de energia elétrica no Brasil é realizada pelas concessionárias que detêm a concessão do serviço público junto ao Poder Concedente. Em se tratando da exploração de um serviço público, é uma atividade fortemente regulada, a fim de evitar que as empresas monopolistas executem os serviços e determinem os preços levando em consideração seus interesses próprios, em detrimento dos interesses da sociedade. A vigência da maioria dos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica do Brasil chegou ao fim em 2015, quando, então, o governo publicou o Decreto nº 8.461/2015 regulamentando esta questão e delegando à Aneel uma série de atribuições, o que levou a Agência Reguladora a realizar a Audiência Pública nº 038/2015. Dessa polêmica discussão participaram não somente os agentes do setor, mas também o Tribunal de Contas da União e o Ministério Público Federal, e dela resultou o texto do termo aditivo de prorrogação dos contratos. Nesse sentido, o novo contrato trouxe regras mais duras quanto a qualidade dos serviços, além de mecanismos que auxiliam a eficácia na gestão das empresas. Contudo, as novas metas para os índices de qualidades e sustentabilidade econômico-financeira são concorrentes, aumentando o desafio das distribuidoras e impondo penalidades e até mesmo risco de extinção da concessão. Nesse contexto, o presente estudo de caso apresenta o setor de distribuição e suas particularidades, dentre elas a regulação do setor, que serve de plano de fundo para os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, bem como expõe o processo da renovação dos contratos de concessão das distribuidoras, analisando os impactos trazidos para as empresas que prorrogaram seus contratos, com enfoque nos aspectos econômicos, financeiros e contábeis.

Palavras-chave: Concessão. Distribuição. Regulação. Renovação. Sustentabilidade.

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um bem essencial e indispensável, até os dias de hoje, para o desenvolvimento e evolução da sociedade. A cadeia produtiva deste bem se dá em três segmentos: geração, transmissão e distribuição de eletricidade.

Este trabalho tem como foco o segmento de distribuição de energia elétrica, que consiste no transporte do produto advindo do segmento de transmissão até aos consumidores finais.

No atual modelo do setor elétrico brasileiro, os segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica são exercidos em regime de monopólio natural, tendo em vista que as transmissoras e distribuidoras de energia são as únicas responsáveis pelo atendimento e a prestação do serviço dentro de sua área de concessão. E isso ocorre porque seria totalmente inviável ter duas ou mais empresas explorando esse serviço, tendo em vista que se trata de um negócio que funciona em economia de escala, sendo muito mais viável a exploração do negócio por uma única empresa.

Diante disso, e em se tratando da exploração de um serviço público, faz-se necessária a criação de mecanismos que evitem que as empresas monopolistas executem os serviços e determinem os preços levando em consideração seus interesses próprios, em detrimento dos interesses da sociedade. E a solução encontrada pelos países é a regulação destes setores da economia.

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) criou o mecanismo da revisão tarifária periódica, com o objetivo de alcançar eficiência na prestação do serviço e modicidade tarifária. Em outras palavras, a Agência Reguladora busca remunerar o concessionário de forma a atender suas necessidades financeiras para manutenção e expansão do setor elétrico de modo que se tenha qualidade na prestação do serviço, pela menor tarifa possível ao consumidor.

Este processo, depois de homologado pela Aneel, determina às empresas o montante permitido para suas receitas, quanto receberão via tarifa, para gastar em

operação e manutenção do sistema elétrico, quanto deverão investir na expansão desse sistema, quanto receberão para despesas com pessoal e demais gastos.

Esse modelo de remuneração busca estimular as empresas a serem competitivas, de modo que, quanto mais eficiente for a concessionária, atendendo todos indicadores e padrões exigidos, maior a possibilidade de alcançar o resultado previsto ou de melhorá-lo. Por outro lado, as empresas ineficientes têm grande probabilidade de obter resultados abaixo dos previstos, podendo comprometer seu equilíbrio financeiro.

Para as distribuidoras que tenham capital aberto, ou seja, que tenham registro na bolsa de valores para negociação de títulos e valores mobiliários, a busca por eficiência torna-se ainda mais importante, com o objetivo de alcançar bons desempenhos, e, conseqüentemente atrair investidores, obter recursos com menores taxas, dentre outras vantagens de empresas qualificadas.

A regulação da Aneel toma por base os contratos de concessão, autorização ou permissão assinados pelas empresas detentoras do direito de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

No Brasil, a Constituição da República Federativa do Brasil em seu artigo 21 determina que compete à União:

explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão dos serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos. (BRASIL, 1988, s.p.)

Na década de 1990, o Ministério de Minas e Energia fez mudanças institucionais e operacionais que culminaram no atual modelo do setor elétrico brasileiro, no qual as políticas de desenvolvimento teriam de ser reguladas e direcionadas, retirando do Poder Público a condição exclusiva de executor.

Nesse contexto, autarquias de caráter público e independente foram criadas, inclusive o órgão regulador do setor elétrico, a Aneel.

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, estabeleceu normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, incluindo, portanto, as regras para prestação dos serviços de energia elétrica. Conforme o artigo 4º, § 3º, da referida lei, as concessões de distribuição de energia elétrica contratadas após a promulgação da referida lei tinham o prazo limitado a 30 anos, podendo ser prorrogadas, no máximo, por igual período

No entanto, apesar de toda a reestruturação, o sistema não foi eficiente o suficiente para garantir a geração de energia, levando o país ao racionamento de 2001, fazendo que com que o modelo precisasse ser ajustado, o que ocorreu a partir de 2004, com o intuito de mitigar os riscos de falta de energia e melhorar o monitoramento e controle do sistema, buscando alcançar: segurança energética, modicidade tarifária e universalização do atendimento.

Em 2012, foi aprovada a Medida Provisória nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, que tratou da renovação dos contratos de concessão das empresas do setor elétrico.

Para o setor de distribuição, a referida lei autorizou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, de modo a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica, condicionada à aceitação expressa das condições dos contratos ou termos aditivos de concessão.

O Decreto nº 8.461/2015 regulamentou a referida lei, estabelecendo a utilização de indicadores de continuidade do serviço e financeiros definidos pela Aneel para se aferir a eficiência quanto à qualidade do serviço e à gestão econômica das distribuidoras, bem como as consequências para as concessionárias que descumprissem esses indicadores.

O Tribunal de Contas da União e o Ministério Público Federal inicialmente se posicionaram contra as renovações, entendendo que seria necessário estudar e avaliar as vantagens e desvantagens do ato da prorrogação. Porém acabaram flexibilizando e os pontos de conflitos foram contornados.

Com isso, a Aneel, por meio da Nota Técnica nº 175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, de 8 de junho de 2015, estabeleceu a minuta do termo aditivo dos contratos de concessão que, por sua vez, contém as cláusulas da qualidade do serviço e de sustentabilidade econômica financeira, as quais, se não atendidas, podem levar a caducidade da concessão.

Como as regras do novo contrato trouxeram condições rigorosas para permanência da concessão, o presente trabalho busca realizar uma análise dos principais pontos que cercam o assunto da renovação das concessões, com destaque para os impactos econômicos, financeiros e contábeis. Para tanto, serão utilizados dados da Copel Distribuição S.A., concessionária de distribuição de energia elétrica que assinou o termo aditivo do contrato, prorrogando sua concessão por mais 30 anos.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

O fornecimento de energia elétrica caracteriza-se como uma prestação de um serviço público à população. Serviços públicos são atividades executadas pelo Estado em prol da satisfação do bem comum.

De acordo com Di Pietro (2006, p. 90), serviço público é definido como:

toda atividade material que a lei atribui ao Estado para que a exerça diretamente ou por meio de seus delegados, com o objetivo de satisfazer concretamente as necessidades coletivas, sob regime jurídico total ou parcialmente público.

O funcionamento do Estado implica a implantação de infraestruturas para esse fim, de forma direta ou sob o regime de concessão ou permissão, contudo, sempre por meio de licitação pública, conforme determina o artigo 175 da Constituição da República Federativa do Brasil. A Lei nº 8.987/1995, conhecida como a Lei das Concessões, estabeleceu regras para essa contratação junto do setor privado.

A concessão desses serviços, de acordo com o art. 2º da Lei das Concessões, está definida como:

a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado. (BRASIL, 1995, s.p.)

Portanto, as contratações desses serviços por parte do poder público decorrem de contratos de concessão, que podem ser firmados com empresas públicas, de economia mista, privada, ou ainda consórcio formado por empresas de diferentes formas de constituição. Nesses contratos, a administração pública, na figura de poder concedente, contrata a construção da infraestrutura necessária, com empresas que também terão por incumbência a manutenção e operação desse empreendimento. Decorrido o prazo dessa concessão, essa estrutura então passa para a propriedade do poder concedente.

3 CONTEXTO HISTÓRICO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O mundo vive em crescimento contínuo e, no projeto de evolução de uma nação, é necessário existir consumo, o qual requer dinheiro que, por sua vez, provém de empregos, que, na sequência, estão atrelados aos segmentos da indústria, comércio e serviços em crescimento e, para tal, alguém deve consumir seus produtos e serviços. Entretanto, cabe destacar que inúmeras variáveis se fazem presentes para que este processo seja bem sucedido, dentre essas a energia apresenta-se como essencial.

O sistema de energia, no Brasil, tem como base principal a matriz energética hidráulica, em que os recursos hídricos disponíveis são transformados em energia elétrica, através de usinas hidrelétricas ou Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

As empresas do setor de distribuição de energia elétrica têm a finalidade de entregar aos seus clientes essa energia em condições de uso, para que, através de um pequeno gesto, como apertar um botão, os usuários possam receber não apenas um serviço que lhes proporcionará conforto, mas também a possibilidade de desenvolvimento socioeconômico e inclusão social.

Para que esse sistema de distribuição funcione com qualidade e segurança, é fundamental o investimento de recursos vultuosos em instalações. Essa exigência pode ser compreendida, considerando-se que a quantidade de linhas e redes que atendem um estado como o Paraná seria suficiente para dar a volta ao mundo algumas vezes, sem mencionar o número de postes que ultrapassam o número de milhões.

Para atuar no serviço de distribuição, a empresa tem de receber uma concessão que permita a exploração dessa atividade. Essa concessão é proveniente do poder concedente, ou seja, da União, responsável pela prestação do referido serviço, mas que transfere ao concessionário a atividade, juntamente com todos os

riscos e as responsabilidades inerentes, como os níveis satisfatórios de qualidade, segurança e modicidade tarifária.

3.1 As instalações do serviço de distribuição de energia elétrica

A Resolução Normativa Aneel nº 367/2009 instituiu o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCSPE), revisado pela Resolução Normativa Aneel nº 674/2015. O MCSPE, entre outras normatizações, define a forma de segregação das instalações, as quais, no sistema de distribuição, se subdividem em: subestações, linhas de distribuição e redes de distribuição.

As subestações, conforme definido no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico:

constituem o conjunto de bens, instalações e serviços de infra-estrutura geral, dos módulos construtivos de equipamentos em geral e de manobra da subestação (Infra-estrutura geral, Entrada e Saída de linha, Interligação de barramento, Conexão de Transformador, Conexão de Reatores, Conexão de Capacitores, etc.). (BRASIL, 2015, p.16).

O mesmo manual determina que as empresas do setor de distribuição cadastrem e classifiquem as subestações conforme a tensão em que operam.

Já as linhas de distribuição, também definidas no manual, são caracterizadas pelo:

conjunto de estruturas, utilidades, condutores e equipamentos elétricos, aéreos ou subterrâneos, utilizados para a distribuição da energia elétrica, operando em baixa, média e/ou alta tensão de distribuição (inferior a 230 kV). (BRASIL, 2015, p.163).

Do mesmo modo que as subestações, as linhas de distribuição são classificadas de acordo com a tensão em que trabalham e são segregadas em redes aéreas e subterrâneas e em submersas.

3.2 Consumidores

Os consumidores de energia elétrica são os clientes das empresas distribuidoras de energia elétrica. Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), aprovados na Resolução Normativa Aneel nº 345/2008 e revisados na Resolução Normativa Aneel nº 687/2015 definem, em seu módulo 1, consumidor como:

Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que solicite o fornecimento de energia elétrica e/ou uso do sistema elétrico à distribuidora e assume a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos da Aneel, assim vinculando-se aos contratos de fornecimento, de uso e de conexão e de adesão. (BRASIL, 2016, p.27).

Até 1995, todos os consumidores eram definidos como cativos, tendo em vista que só podiam comprar energia de concessionário de distribuição que atendesse a área de concessão onde estivessem localizados.

Com a sanção da Lei nº 9.074/1995, surgiu a opção de compra, conforme artigo 15 da referida lei, a qual determina que:

respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica. (BRASIL, 1995s.p.)

A partir de então, os consumidores foram diferenciados em livres, potencialmente livres, especiais e cativos.

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) definem consumidor livre como “aquele que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, na modalidade de contratação livre, conforme disposto nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995” (BRASIL, 2016, p.27). Estes

consumidores são atendidos no Ambiente de Contratação Livre (ACL), ambiente este em que os preços praticados são negociados livremente entre o consumidor e a concessionária.

Já o consumidor potencialmente livre definido no mesmo PRODIST "é aquele que, apesar de satisfazer os requisitos dispostos nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, é atendido de forma regulada" (BRASIL, 2016, p.27). Portanto, esse grupo de consumidores é atendido no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), onde as tarifas praticadas são reguladas pela Aneel, de modo que não há negociação entre o consumidor e o agente de distribuição.

Os consumidores especiais também podem escolher o atendimento no mercado livre, porém têm como característica serem atendidos por PCHs ou por fontes alternativas de energia (biomassa, solar e eólica).

Por fim, os consumidores cativos são aqueles atendidos no ACR, que só podem adquirir o serviço de energia elétrica do concessionário responsável pelo atendimento em sua área de sua localização.

3.3 Agentes

Para que os consumidores, citados no subitem acima, recebam a energia elétrica contratada, dois são os agentes fundamentais neste processo: a Aneel, reguladora do setor, e as próprias concessionárias de distribuição de energia que prestam o serviço à sociedade.

3.3.1 Aneel

A Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) é uma autarquia especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que possui independência do governo, consumidor e investidor, com total autonomia e transparência.

Foi criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997.

3.3.2 Concessionárias de distribuição de energia elétrica

A concessionária é o agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.

A concessão de serviço público de energia elétrica está estabelecida no artigo 2º da Lei nº 8.987/1995 como:

a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para o seu desempenho, por sua conta e por prazo determinado (BRASIL, 1995, s.p.).

Para o desenvolvimento de suas atividades, as concessionárias devem seguir todas as orientações, regras e determinações definidas pelo órgão regulador, no caso a Aneel.

3.4 Regulamentação do serviço de distribuição de energia elétrica

A exploração do setor de distribuição de energia elétrica é um monopólio natural, tendo em vista que é um negócio que funciona em economia de escala, sendo inviável a possibilidade de escolha de uma distribuidora de energia dentre várias concorrentes para prestação do serviço ao consumidor. Segundo Terry (2003, s.p.):

Monopólios naturais foram sempre associados à existência, no longo prazo, de custos marginais de produção ou de custos médios (menos restritivo) decrescentes com a escala de produção. É o que se denomina economia de escala, que torna o custo de produção por uma única empresa menor que o de duas ou mais empresas atuando separadamente no mesmo mercado e que inviabiliza a competição entre os produtores e a livre escolha dos usuários.

Diante deste cenário, a Aneel, através de regulamentação e fiscalização, busca a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, ou seja, busca

remunerar o concessionário de forma a atender suas necessidades financeiras para manutenção e expansão do setor elétrico, pela menor tarifa possível ao consumidor.

Por se tratar de um serviço essencial para a vida das pessoas, bem como para o desenvolvimento econômico e industrial da sociedade, o acompanhamento da exploração do setor de distribuição de energia elétrica é de interesse público. Os investimentos para manutenção e expansão são vultuosos, de modo que a regulação econômica passa a ser a balança para equacionar os recursos necessários para investimentos, remuneração dos investidores com a menor tarifa para os consumidores.

3.4.1 A motivação da regulação

O setor de distribuição de energia elétrica é um monopólio natural, e quanto mais pessoas se utilizam deste serviço numa mesma área de concessão é notório que há uma economia em escala dos custos. Mas como esses resultados podem ser utilizados para gerar tarifas justas?

Neste sentido é que a regulação surge como substituta para a competição, tendo em vista que a competição, neste caso, não é eficaz. A regulação é que possibilita obtenção de menor custo de produção e proteção ao público dos preços monopolistas.

Com fulcro na necessidade de buscar resultados de um mercado competitivo, a regulação do setor busca adequar os valores das tarifas aos interesses consumidores e investidores.

Além disso, vale destacar a regulação e fiscalização com o intuito, ainda, de buscar qualidade do serviço prestado, atendendo níveis necessários de satisfação do consumidor.

A regulação é feita por meio da tarifa, através da qual as concessionárias recebem recursos para investimento, manutenção e remuneração do capital, com o intuito de manter o equilíbrio econômico-financeiro e a qualidade da prestação de serviço. Conforme a Resolução Normativa nº 493/2002, "a revisão tarifária periódica representa um instrumento de mais alta importância e parte inalienável da regulação

econômica dos serviços de distribuição de energia elétrica" (BRASIL, 2002, s.p.). Em contrapartida, as concessionárias são cobradas para manter o sistema elétrico em condições mínimas de qualidade de fornecimento, sendo fiscalizadas fortemente pela Aneel.

3.4.2 Regulamentação vigente

As concessionárias de distribuição de energia elétrica estão submetidas a uma legislação e regulamentação bastante específicas, além das legislações federais, estaduais e municipais, aplicáveis a todas as companhias, conforme o seu tipo de atividade e sua localização.

No que diz respeito à regulamentação específica do setor elétrico, temos:

- a) Resolução Normativa nº 414/2014: estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica;
 - b) Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET): consolidam a regulamentação dos processos tarifários;
 - c) Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica;
 - d) Manual de Controle Patrimonial (MCPSE): apresenta a metodologia de controle do cadastro e das movimentações dos bens e instalações das concessionárias;
 - e) Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE): apresenta o plano de contas que deve ser seguido pelas concessionárias, bem como as regras de contabilização e apresentação das demonstrações contábeis das companhias.
-

3.5 Qualidade de Energia.

A disponibilidade da energia elétrica está associada a um incremento na qualidade de vida e é um fator preponderante no processo produtivo das empresas. Dessa forma, tratando-se de um mercado regulado, cabe ao regulador zelar pela qualidade, pois a concessionária, detentora do monopólio, não o faria de forma propositiva. Nessa linha, faz parte o regulador se utilizar de mecanismos que visam promover o uso eficiente dos recursos por parte das distribuidoras e a melhora nas prestações de serviços.

A qualidade de energia no Brasil tem três marcos: a Portaria DNAE nº 46/1978, que inaugurou a regulamentação da continuidade; a Resolução Aneel nº 24/2000, que adequou a regulação da continuidade do serviço ao novo contexto institucional; e a Resolução Aneel nº 345/2008, que aprimorou e consolidou a regulamentação da continuidade.

Como os consumidores somente percebem a qualidade do seu fornecimento, cabe à Aneel monitorar os indicadores Coletivos de Continuidade, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Assim, a Agência exige que as concessionárias mantenham um padrão de continuidade e estabelece limites para os indicadores coletivos de continuidade, conforme definido no Módulo 8 do PRODIST.

Os indicadores são apurados pelas distribuidoras e enviados para a Aneel para verificação da continuidade do serviço prestado, representando, respectivamente, o tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado (mês, trimestre ou ano), o que permite que a Agência avalie a continuidade da energia oferecida à população.

O limite tem sido reduzido, reflexo da metodologia de cálculo dos limites adotada pela Aneel. O cálculo é feito através uma análise comparativa entre os conjuntos elétricos e o desempenho de cada um deles. Conforme figura 1, observa-se que, recorrentemente, o limite estabelecido pela Aneel vem sendo violado.

O desempenho desfavorável do DEC mostra que investimentos em operação e manutenção da rede precisam ser priorizados e empregados de forma eficiente. Outro ponto essencial que precisa ser revisto é que as classes de consumidores são afetadas de forma diferente pelas interrupções no fornecimento. Apesar do desconforto com a interrupção do fornecimento de energia para a maioria dos consumidores, a classe industrial é que sofre mais e que tem o maior prejuízo.

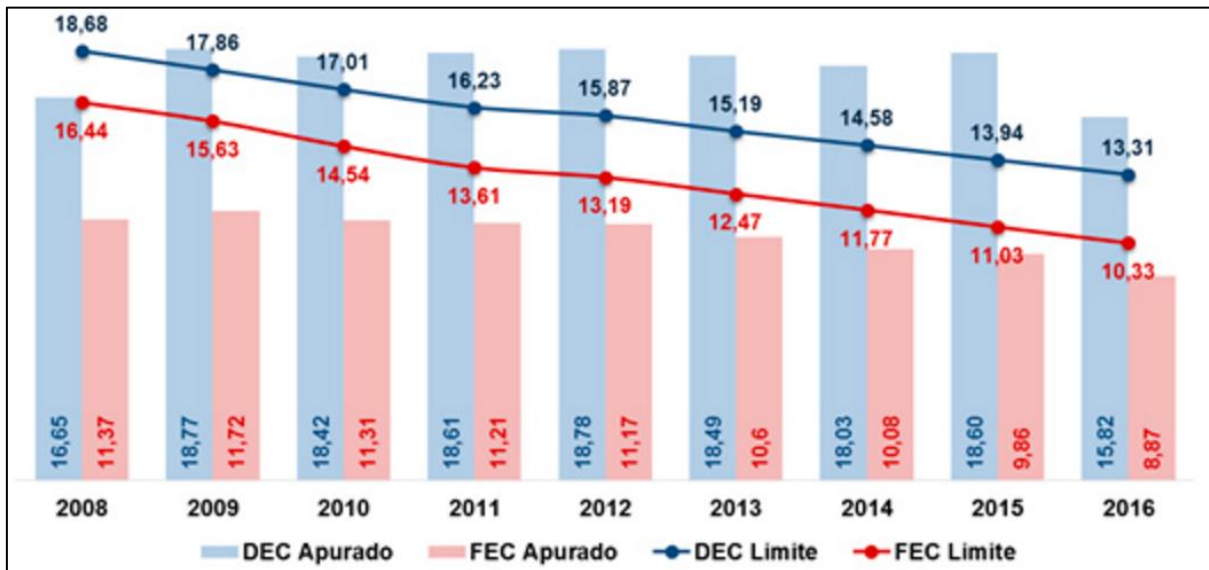


Figura 1: Histórico de Apuração de Continuidade no Brasil

Fonte: Aneel, Sala de Imprensa. 2017

4 MODELOS DE REMUNERAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica é um serviço estratégico que, além de levar energia para os lares, já teve em suas tarifas o papel de componente regulador da inflação em épocas onde a estabilidade econômica não era como a que existe no Brasil atual.

O setor elétrico brasileiro começou a ter seu desenvolvimento mais acentuado a partir de 1957, após o regulamento do Código de Águas instituído pelo Decreto nº 41.019/1957.

As concessões para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica tinham concessões com prazo de encerramento não determinado, porém, com a promulgação da Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, a questão relacionada aos prazos das concessões começou a ter sua história modificada. O artigo 175 da Constituição incumbiu ao Poder Público, "na forma da lei, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos" (BRASIL, 1988, s.p.). Posteriormente, a partir da Lei nº 8.987/1995, Lei das Concessões, foram definidos os procedimentos tanto para as concessões existentes antes de sua publicação quanto para as concessões futuras.

A referida lei, em seu artigo 42, considerou que as concessões outorgadas antes de sua publicação seriam consideradas válidas, porém seriam licitadas após seu término. Isso, porém, gerou um impasse, pois dessa forma as concessionárias não teriam a possibilidade de renovar suas concessões. No entanto, essa questão foi tratada pela Lei nº 9.074/1995, criada com o objetivo de estabelecer normas para outorga e prorrogações das concessões de serviços públicos, dentre outras providências. Em seu artigo 22, a Lei nº 9.074/1995 define que:

as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo artigo 42 da Lei nº 8.987/1995, poderão ser prorrogadas, desde que reagrupadas

segundo critérios de racionalidade operacional e econômica, por solicitação do concessionário ou iniciativa do poder concedente. (BRASIL, 1995, s.p.)

A partir da promulgação destas leis, todas as concessionárias tiveram que assinar o Contrato de Concessão, que determina as prerrogativas para a exploração do serviço público distribuição de energia elétrica, os prazos da concessão, bem como o modo com que as concessionárias devem aplicar, reajustar e rever suas tarifas.

Desde o início do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro até os dias atuais, na busca pela eficiência dos serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica, em conjunto com a modicidade tarifária, o modelo de regime tarifário brasileiro sofreu mudanças, saindo do modelo do Custo do Serviço para adotar o atual modelo, denominado Remuneração pelo Preço Teto, do inglês “price-cap”.

O “price-cap”, enquanto mecanismo de tarifação para remuneração dos serviços de distribuição de energia elétrica, é bem definido pelos autores Francisco Rigolon e Maurício Piccinini como segue:

O mecanismo de tarifação conhecido como price-cap constitui-se na definição de um preço-teto para os preços médios da firma, corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor, o Retail Price Index (RPI), menos um percentual equivalente a um fator de produtividade, para um período prefixado de anos. Esse mecanismo pode envolver, também, um fator de repasse de custos para os consumidores, formando a seguinte equação: $RPI - X + Y$. (RIGOLON e PICCININI, 1998, p. 17 e 18)

4.1 Custo do serviço

O regime tarifário de Custo do Serviço foi utilizado para compor as tarifas até o ano de 1995, sendo um método baseado em remunerar o capital investido, conforme determinação do artigo 171 do Decreto-lei nº 41.019/1957:

A remuneração do investimento a ser computada na tarifa será o resultado da aplicação da taxa de remuneração permitida sobre todo o valor do investimento a remunerar, independentemente da origem dos recursos com que foi realizado o referido investimento (BRASIL, 1957, s.p.).

Neste regime, as concessionárias tinham remuneração garantida, e não havia incentivo para eficiência na prestação do serviço.

O cenário do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil era diferente do atual: as empresas eram, quase em sua totalidade, estatais e o setor era verticalizado, ou seja, um único agente poderia explorar as atividades de geração, transmissão e distribuição no regime de monopólio. Na época em que a situação econômica do país era de inflação elevada, as tarifas de energia elétrica serviram, em determinadas ocasiões, como componente redutor da inflação.

No Brasil, quando era utilizado o método do custo do serviço, as concessionárias não tinham preocupação em serem eficientes, até porque, de certa forma, não eram cobradas por isso. A qualidade do serviço era baixa em determinadas regiões, tendo em vista que não havia cobrança nem incentivo para que as concessionárias tivessem excelência operacional, econômica e financeira. Isso pode ser explicado devido aos custos de exploração serem cobertos de maneira integral nas tarifas, sem preocupação com custos eficientes, e os investimentos remunerados por taxas entre 10% a 12%, sem questionamentos de níveis de prioridade de obras e de adequação do sistema, ou seja, sem questionar se os investimentos eram prudentes.

4.2 Remuneração do serviço pelo preço

Com a promulgação da Lei nº 8.987/1995, e a posterior assinatura dos contratos de concessão pelas concessionárias, quando então foram definidos o valor das tarifas iniciais e os mecanismos para sua alteração, iniciou-se a utilização do regime tarifário denominado Serviço pelo Preço.

Neste regime está prevista a Revisão Tarifária Periódica (RTP) que, conforme artigo 2º da Resolução Normativa Aneel nº 234/2006, é uma:

revisão ordinária, prevista nos contratos de concessão, a ser realizada considerando-se as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares, no contexto nacional e internacional, e os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária (BRASIL, 2006, s.p.).

No modelo denominado Serviço pelo Preço, a receita das concessionárias é constituída pela Parcela A, composta pelo que são denominados de custos não gerenciáveis, e pela Parcela B, composta pelo que são denominados de custos gerenciáveis, de tal forma que a soma destas parcelas seja o valor necessário e justo para que a concessão possa atender o objetivo de sua existência, para que o consumidor tenha serviço de qualidade pelo menor preço possível e ainda seja um negócio atrativo para os investidores.

4.2.1 Parcela A

Conforme definido pela Aneel, no submódulo 3.1 A do PRORET:

a Parcela “A” envolve os custos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica, além dos encargos setoriais previstos em legislação específica. Trata - se de custos cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora (Aneel, 2017, p.3).

Esses valores são repassados via tarifa e não podem ser considerados como receita da distribuidora, pois a Parcela A não pode causar impacto tarifário e o concessionário não pode ter benefício ou prejuízo em custos que não tenha controle. A Parcela A é composta pelos seguintes itens:

I. Encargos Setoriais: são resultantes de políticas do Poder Concedente (União) visando o setor elétrico nacional e criados por força de lei. Os encargos setoriais vigentes nas tarifas são:

- Reserva Global de Reversão (RGR);
 - Conta de Consumo de Combustível (CCC);
-

- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE);
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa);
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (PEE); e,
- Operador Nacional do Sistema (ONS).

II. Custo com Transporte de Energia: são os custos referentes ao transporte da energia desde a sua geração até as redes de distribuição. Esses custos são compostos por:

- Uso das Instalações de Transmissão [(Rede Básica - RB + Demais Instalações de Transmissão (DIT))];
- Uso das Instalações de Conexão;
- Uso das Instalações de Distribuição; e,
- Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu.

III. Custo de aquisição de energia: são os custos que as distribuidoras têm para garantir a contratação de energia elétrica para atender a sua área de concessão e, para isso, é necessário firmar contratos nas modalidades abaixo.

- Contratos Bilaterais;
- Energia de Itaipu; e,
- Contratos de Leilões.

IV. Receita Irrecuperável: corresponde à parcela que é faturada, porém não é paga pelos consumidores. Calcula-se através da soma da receita requerida (Parcela A + Parcela B), excetuando a própria Receita Irrecuperável, de todos os itens financeiros e da receita de bandeiras realizada nos últimos 12 meses, incluindo a estes os valores correspondentes aos tributos ICMS, PIS, COFINS e PASEP, e multiplicado por um valor correspondente a um percentual médio de Receitas Irrecuperáveis, conforme fórmula paramétrica definida no submódulo 2.2 do PRORET. As receitas irrecuperáveis passaram a fazer parte da parcela A somente para as empresas que assinaram o termo aditivo.

4.2.2 Componentes financeiros da tarifa

A partir da assinatura dos contratos de concessão de distribuição em 1995, a tarifa de distribuição de energia elétrica passou a ser composta pelos itens econômicos das parcelas A e B. Posteriormente, a partir da publicação da Medida Provisória nº 2.227/2001 e da Portaria Interministerial MF/MME nº 296/2001, posteriormente revogada pela Portaria Interministerial nº 25/2002, bem como pelas Resoluções emitidas pela Aneel, foi criada a Conta de Compensação de Variação dos Valores de Itens da “Parcela A” (CVA) que tem por objetivo promover a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro da remuneração das distribuidoras em função da composição tarifária dos itens da Parcela A e a variação entre o mercado que definiu a tarifa e o mercado realizado.

A regulação da contabilização da CVA para cada um dos itens que a compõem, da constituição à amortização, teve metodologia inicialmente regulada pelas seguintes resoluções Aneel:

- Resolução nº 491/2001: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Custos de Repasse de Potência de ITAIPU Binacional (CVAEI);
 - Resolução nº 492/2001: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores da Quota de Recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis (CVACCC);
 - Resolução nº 493/2001: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores da Tarifa de Transporte de Energia Elétrica Proveniente de ITAIPU Binacional (CVATI);
 - Resolução nº 494/2001: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores da Tarifa de Uso das Instalações de Transmissão Integrantes da Rede Básica (CVARB);
 - Resolução nº 495/2001: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CVACF);
-

- Resolução nº 089/2002: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores do Encargo de Serviços do Sistema (CVAESS);
- Resolução nº 184/2003: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores do adiantamento da Quota de Recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético (CVACDE);
- Resolução nº 153/2005: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores do Custo de Aquisição de Energia Elétrica (CVAENERG). Esta CVAENERG foi regulada a partir da definição do Decreto nº 5.163/2004 que regulamentou a comercialização de energia elétrica, processos de outorgas de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica;
- Resolução nº 189/2005: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores das Quotas de Custeio referentes ao PROINFA (CVAPRO).

A partir da publicação do Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, do PRORET, também foram criados e regulados o cálculo da composição na tarifa da variação de outros Itens Financeiros (IF), que, assim como a CVA, são apurados em função da variação entre o mercado de referência da tarifa e o mercado realizado durante os 12 meses anteriores à data de cada reajuste.

4.2.3 Parcela B

Se na parcela A estão os maiores custos, que não são gerenciáveis e não podem trazer benefícios ou prejuízos para as concessionárias, a fonte de rentabilidade concentra-se na parcela B.

Este componente merece destaque especial pois, até hoje, é muito discutido pelos agentes elétricos de distribuição e de transmissão. Este mesmo componente, em função dos aspectos que o permeiam, justifica uma pesquisa exclusiva.

A Aneel, no submódulo 3.1 A do PRORET, define a Parcela “B” da seguinte forma:

A Parcela “B” representa/compreende os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora. São custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa, por exemplo, os custos operacionais, a remuneração do capital e a quota de reintegração (Aneel, 2017, p.4).

Através da Parcela B é que os investimentos da distribuidora em ativos da concessão (subestações, linhas, medidores, etc.) são remunerados e a concessionária recebe recursos para cobrir os custos dos serviços para operar e manter os ativos.

Para as empresas que assinaram o termo aditivo de prorrogação, ficou estabelecido que a Parcela B será revisada a cada 5 anos através do processo de Revisão Tarifária Periódica. Além disso, o PRORET define que, no período entre as revisões, a Parcela B será atualizada anualmente pelo índice de correção monetária constante Contrato de Concessão (IPCA), subtraído de um fator de eficiência chamado Fator X. Esse processo é chamado de Reajuste Tarifário.

Apesar dos ganhos de eficiência da distribuidora serem revertidos como benefícios para as empresas, os ganhos de eficiência que não são provenientes da concessionária devem ser revertidos para o consumidor.

Segundo a Agência Reguladora, conforme descrito no submódulo 2.5 A do PRORET:

O Fator X tem por objetivo primordial a garantia de que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reposicionamentos tarifários subsequentes. Isso ocorre por meio da transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica (Aneel, 2017, p.3).

Deste modo, “a abordagem adotada pela Aneel agrega ao Fator X mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor” (Aneel, 2017, p.3).

O valor do Fator X a ser aplicado a cada Reajuste Tarifário Anual é obtido conforme metodologia de cálculo estabelecida no submódulo 2.5 A do PRORET, nos casos das empresas que assinaram o termo aditivo:

O Fator X é composto por três componentes, conforme Equação 1:

$$\mathbf{Fator\ X = Pd + Q + T} \quad [\text{eq. 1}]$$

Onde:

Pd: Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q: Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; e

T: Trajetória de custos operacionais.

Sob o aspecto de cálculo tarifário, no caso das empresas que prorrogaram seus contratos, a Parcela B é composta de Custos Operacionais, Remuneração de Capital e Quota de Depreciação, subtraídos da parcela compartilhada de Outras Receitas, conforme detalhamento a seguir:

Custos Operacionais

Segundo a Aneel, “os custos operacionais, para fins de revisão tarifária, correspondem aos custos com Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Outros Custos Operacionais, Tributos e Seguros” (Aneel, 2017, p.3). Estes custos, conhecidos pela sigla PMSO, são relativos às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, como leitura e entrega de faturas, vistoria de unidades consumidoras, podas de árvores, operação de subestações, combate às perdas, administração e contabilidade, ou seja, de maneira sucinta, referem-se à atividade de Distribuição e Comercialização de energia elétrica.

Nos processos tarifários, o órgão regulador estabeleceu no módulo 2.2 A do PRORET que os custos são definidos a partir da identificação das melhores práticas entre as empresas, por meio da comparação entre as concessionárias, considerando as características das áreas de concessão. Perdas e qualidade são consideradas na apuração da eficiência. Ao longo dos processos tarifários, visando à modicidade

tarifária e a eficiência das distribuidoras, a Aneel vem aperfeiçoando os mecanismos para a realização das revisões tarifárias.

Nesse sentido, a Agência adotou um modelo chamado de Empresa de Referência, no segundo ciclo de revisão, no qual era simulada uma empresa com todas as suas atividades e custos compatíveis e relacionados para manter os serviços da concessão, levando em consideração o porte e característica da própria concessão (número de consumidores, área de abrangência, quilômetros de rede, etc.).

No Terceiro Ciclo, que teve início em 2011, a Aneel passou a adotar um método comparativo dos custos operacionais entre empresas similares. Nessa linha, passou-se a considerar os custos praticados pela distribuidora (PMSO/OPEX), o nível eficiente de custos - *Benchmarking* e as características da área de concessão, para estabelecer os limites superiores e inferiores para a definição da faixa do PMSO de referência na apuração do componente de trajetória dos custos operacionais que, por sua vez, compõem o cálculo do *Fator X*, e, conseqüentemente, determinam a composição da Parcela B da receita operacional da distribuidora, conforme figura 2.

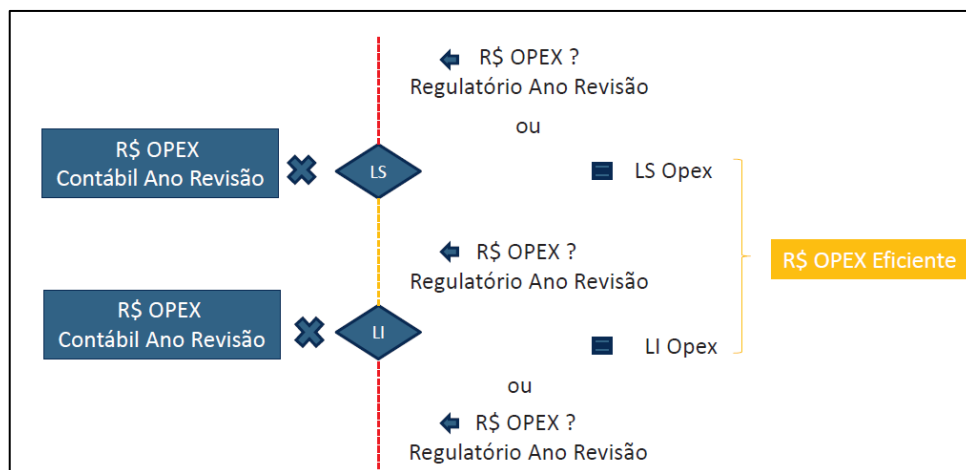


Figura 2: Limites de OPEX (PMSO)

Fonte: SANTOS, 2017

Segundo SANTOS, o objetivo é levar o OPEX Contábil (o que foi gasto e contabilizado pela distribuidora) aos mesmos patamares do OPEX eficiente - *Benchmarking* (SANTOS, 2017, s.p.). Porém, como existe uma restrição que

estabelece uma variação máxima de 5% ao ano, então é verificado o resultado da equação demonstrada na figura 3, para a determinação da decisão a ser tomada:

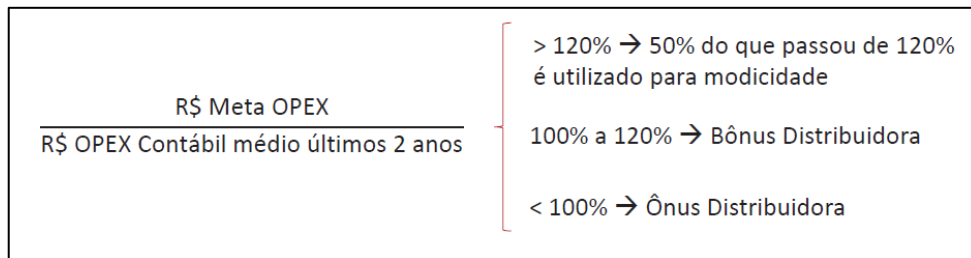


Figura 3: Regra para a decisão de OPEX

Fonte: SANTOS, 2017

Como aperfeiçoamento do modelo, a Aneel determinou um limite do prêmio de eficiência para limitar ganhos excessivos para as empresas muito mais eficientes que a média.

Depreciação e Remuneração dos investimentos

A Quota de Depreciação é a parcela que a distribuidora recebe para a recomposição do capital investido e depende: da taxa de depreciação dos bens da concessionária (em torno de 3,8%) e da Base de Remuneração Regulatória - BRR.

A remuneração dos investimentos refere-se à rentabilidade do negócio de distribuição e depende do Custo de Capital, que é a taxa de rentabilidade a ser adotada no cálculo da remuneração das empresas e representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade.

A taxa de remuneração do capital investido pelas distribuidoras é definida pelo módulo 2.4 A do PRORET, que utiliza a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital* - WACC), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda, sendo expresso pela Equação 2:

$$rWACC = (P/V) \cdot rp + (D/V) \cdot rd \quad (3) \quad [\text{eq. 2}]$$

Onde:

rWACC: custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;

rp: custo do capital próprio real depois de impostos;

r_d : custo da dívida real depois de impostos;

P : capital próprio;

D : capital de terceiros ou dívida;

V : soma do capital próprio e de terceiros;

O WACC regulatório definido pela Aneel utiliza os parâmetros acima, os quais são reavaliados a cada ciclo de Revisão Tarifária.

Outras Receitas

As concessionárias de distribuição de energia elétrica possuem, além das receitas decorrentes da aplicação das tarifas, outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que são denominadas de “Outras Receitas”. Elas podem ser receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica ou receitas de atividades acessórias.

Parte das “outras receitas” são capturadas para a modicidade tarifária em função do entendimento do órgão regulador de que sua origem está no uso de recursos (bens e mão de obra) já remunerados nas tarifas e, portanto, seria justo compartilhar este ganho extra com os consumidores.

4.2.4 Bandeiras tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias surgiu, em 2015, para substituir o sinal sazonal (seco/úmido) da Tarifa de Energia, antecipar receitas às distribuidoras para cobrir custos adicionais com despacho de geração de usinas térmicas mais caras e dar um sinal econômico aos consumidores, informando-os dos períodos em que o processo de geração de energia está mais caro.

A Aneel (Aneel, 2015) definiu as bandeiras da seguinte forma:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
 - Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,020 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
-

- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora kWh consumido.
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,035 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

Conforme disposto no submódulo 6.8 do PRORET, os recursos das Bandeiras serão utilizados em:

- a) Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na Modalidade por Disponibilidade - CCEAR-D;
- b) Exposição Involuntária ao mercado de curto prazo por insuficiência de lastro contratual em relação à carga realizada;
- c) Encargo de Serviços do Sistema - ESS decorrentes das usinas despachadas fora da ordem de mérito e por ordem de mérito com Custo Variável Unitário - CVU acima do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD máximo;
- d) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do Mecanismo de Relocação de Energia - MRE das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas, de que trata o art. 1º da Lei nº 12.783, de 2013 (Risco Hidrológico das Cotas);
- e) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE das usinas hidrelétricas, cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco em conformidade com a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015 (Risco Hidrológico dos CCEARs); e
- f) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE de Itaipu Binacional (Risco Hidrológico de Itaipu), bem como o correspondente alívio de exposições à diferença de preços entre submercados.

Também conforme disposto no submódulo 6.8 do PRORET, os recursos das Bandeiras são originados com:

- a) Receitas da aplicação das bandeiras;
- b) Receitas decorrentes do pagamento de prêmio de risco a serem aportados pelos geradores na “Conta Bandeiras” em virtude de repactuação de que trata a Lei nº 13.203/2015;
- c) Estimativa de Ressarcimento da Conta de Energia de Reserva (CONER) e o saldo remanescente na “Conta Bandeiras” relativo ao ano anterior.

Segundo Santos (2017), o sistema de bandeiras pode gerar um saldo (positivo ou negativo) dentro de um exercício (ano civil), porém é “zerado” nas datas de reajuste ou de revisão tarifária. Este processo é mostrado na figura 4.

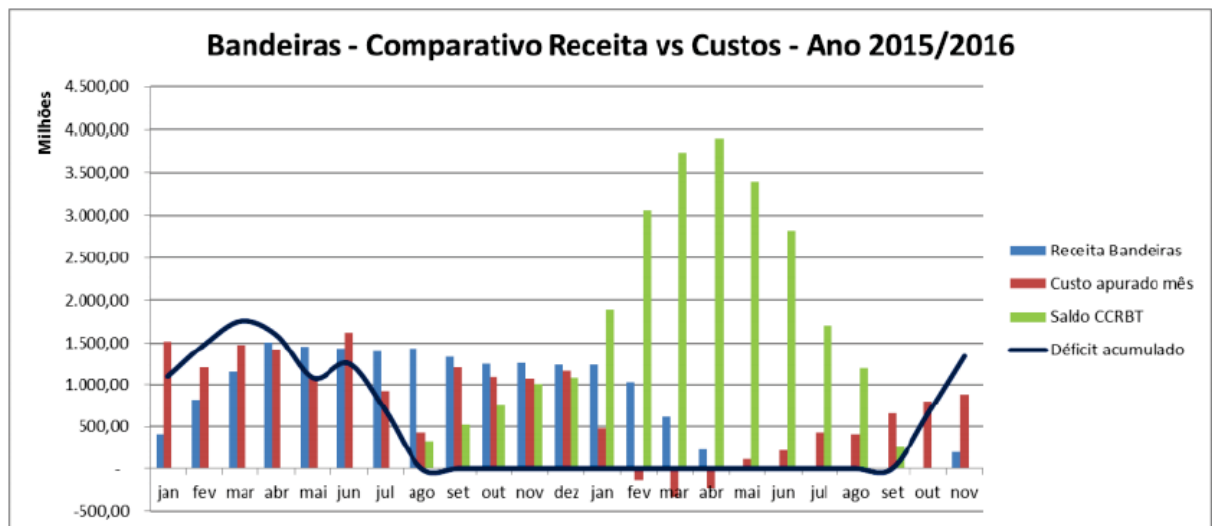


Figura 4: Receita versus Custos

Fonte: Santos, 2017

4.3 Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT)

O Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) indica o índice de variação tarifária, entre os valores antes e após o reajuste. Este item é apurado nos procedimentos de Revisão Tarifária Periódica (RTP), de Reajuste Tarifário Anual (RTA) e de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE).

O IRT ainda se divide em: (i) IRT Econômico: que verifica o nível de variação tarifária dos itens que compõem a Parcela A e a Parcela B; e, (ii) IRT Financeiro: que verifica a variação tarifária dos itens da CVA e demais Itens Financeiros.

4.3.1 Revisão Tarifária Periódica (RTP)

A Revisão Tarifária Periódica (RTP), já citada no item 4.2 deste trabalho, é uma revisão ordinária prevista nos contratos de concessão, que, conforme artigo 3º da Resolução Normativa Aneel nº 234/2006, “compreenderá o cálculo do Reposicionamento Tarifário e do Fator X” (Aneel, 2006, s.p.).

O Reposicionamento Tarifário, por sua vez, está definido no artigo 2º da mesma resolução como a “redefinição do nível das tarifas de energia elétrica reguladas, em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão” (Aneel, 2006, s.p.).

A RTP passou a ser realizada a cada 5 anos, para as concessionárias que prorrogaram seus contratos de concessão.

4.3.2 Reajuste Tarifário Anual (RTA)

O objetivo do Reajuste Tarifário Anual (RTA) é restabelecer, anualmente, o poder de compra da receita obtida pelo concessionário, receita esta composta pela Parcela A, representada pelos custos não-gerenciáveis da empresa, e pela Parcela B, que compreende o valor remanescente da receita, representado pelos custos gerenciáveis.

Por meio do reajuste tarifário, se dá a correção dos valores no período compreendido entre as Revisões Tarifárias Periódicas.

4.3.3 Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)

A Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) tem por função manter constante o valor a pagar pelo serviço, mas aplica-se em face de eventos extraordinários, únicos, que venham a alterar o equilíbrio econômico-financeiro inicial e para os quais o reajuste não é adequado, como aumento significativo nos custos da empresa de distribuição, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos durante o período.

4.4 Composição da Tarifa Média no Brasil

Desde que começou a operar o sistema de serviço pelo preço (“price-cap”), a participação das distribuidoras no valor total da tarifa vem reduzindo.

Segundo a ABRADDEE (2017), na indicação da composição tarifária média do Brasil (incluindo todos os consumidores brasileiros) em 2015, apenas 6% da tarifa é para a remuneração do capital investido pela distribuidora. Ainda assim, em 2015 o segmento realizou investimento na ordem de 12,3 bilhões de reais.

Na mesma linha, a parcela que ficou para as distribuidoras é de 16,9%, sem considerar o impacto das bandeiras tarifárias, enquanto os itens que compõem a parcela A (compra de energia, transmissão e encargos) totalizou 83,1%, conforme apresentado na figura 5.

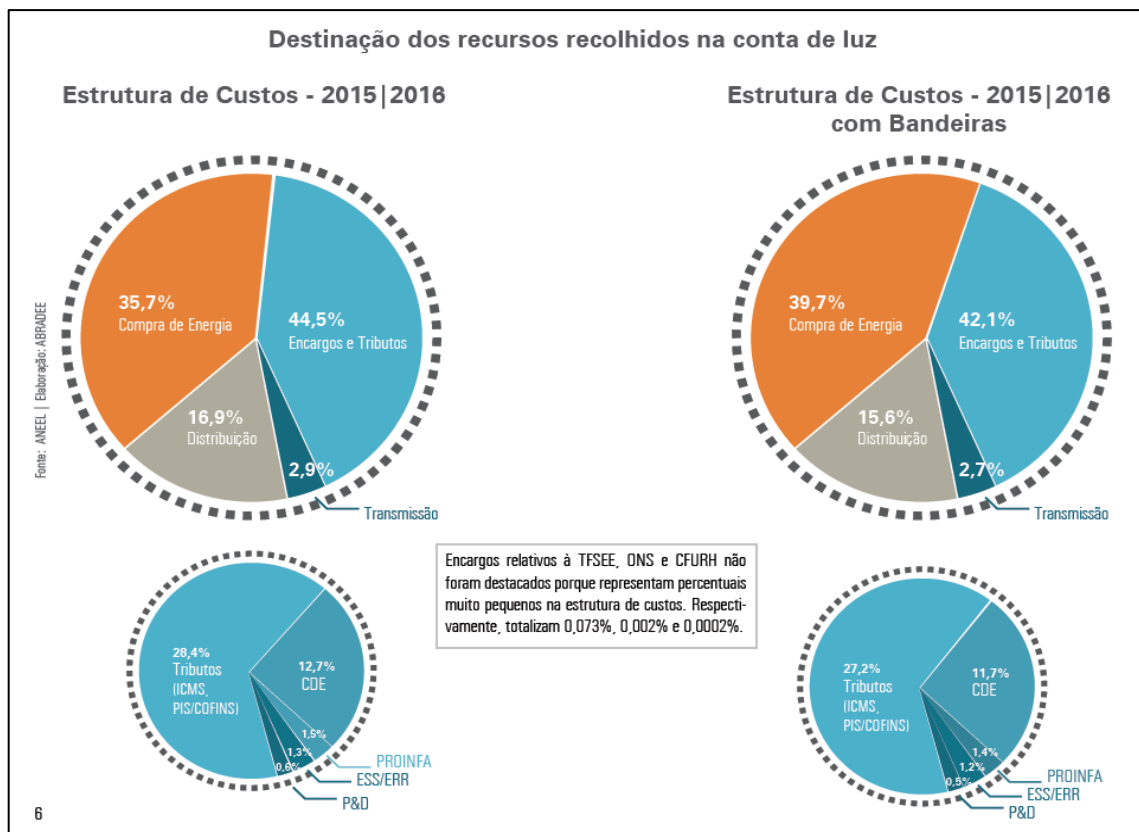


Figura 5: Estratificação dos recursos recolhidos na conta de luz - 2015/2016

Fonte: ABRADDEE, 2017.

Ressalte-se que a resultante consolida a receita de todas as faixas de consumo, bem como de todos os tipos de consumidores (industriais, comerciais, residenciais, baixa-renda, etc.), em todos os Estados.

Diante deste quadro, observa-se que o repasse de futuros ganhos de produtividade e eficiência obtidos pelas distribuidoras será pouco perceptível aos olhos dos consumidores. Isto porque a parcela da distribuidora é pouco representativa perante as demais parcelas que compõem a tarifa de energia.

5 RENOVAÇÃO DA CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Desde as celebrações dos contratos de concessão de distribuição, no final da década de 90, a Aneel e o Poder Concedente ficaram com a tarefa de definir se as concessões, ao término de suas vigências, poderiam ser prorrogadas e sob quais condições ocorreriam as renovações ou devoluções dos ativos para a União.

Diante a importância do tema, tanto o Tribunal de Contas da União quanto o Ministério Público Federal inicialmente se posicionaram em sentido contrário às renovações, apontando que estas não deveriam ocorrer antes da apresentação dos devidos estudos, de forma a possibilitar a todos os interessados a análise das vantagens e desvantagens do ato da prorrogação. Porém, tendo em vista que o prazo para a definição das prorrogações estava esgotado, estes órgãos acabaram flexibilizando e os pontos de conflitos foram contornados.

Desta forma, a Aneel deu provimento à Audiência Pública, consolidada na Nota Técnica no 175/2015-SCT-SFE- SFF-SRD-SRM/ANEEL, de 8 de junho de 2015, a qual estabeleceu a minuta do termo aditivo dos contratos de concessão, que por sua vez contém as cláusulas da qualidade do serviço e de sustentabilidade econômica financeira, as quais, se não atendidas, podem levar a caducidade da concessão.

5.1 Contexto histórico e legal

As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica outorgadas antes da publicação da Lei nº 8.987/1995 e não licitadas tinham seus prazos vencidos a partir de 2015, pois a Lei nº 9.074/1995 permitiu a prorrogação pelo prazo de até 20 anos, a contar de sua publicação, para aquelas que estavam vencidas. Para aquelas que ainda não estavam vencidas, o prazo seria contado a partir do término de sua concessão.

A saber, quando os contratos de concessão foram assinados no final da década de 90, a Aneel havia sido recém-criada para regular o Setor Elétrico Brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997.

Nessa época, tanto a Aneel quanto o Poder Concedente buscavam implementar a universalização do fornecimento de energia, a modicidade tarifária e a maior eficiência nos serviços prestados pelas empresas de distribuição.

Assim, os contratos de concessão assinados pelas empresas e Aneel traziam para distribuidoras a obrigação de prestar os serviços com os requisitos supracitados, dando ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal, materiais e tecnologia, em troca de um reconhecimento dos investimentos e dos custos de operação e manutenção (O&M), por meio da tarifa. Por outro lado, caberia à Aneel a fiscalização do adequado cumprimento do contrato, garantindo a qualidade dos serviços prestados e prudência dos investimentos.

Entretanto, ainda que os contratos de concessão estivessem instruídos de vários mecanismos de penalidade, de modo geral, pode-se dizer que a Aneel não possuía todas as ferramentas necessárias para agir previamente junto às distribuidoras para a manutenção da qualidade dos serviços e preservação da sustentabilidade das empresas.

Diante desse quadro, a Aneel vinha aguardando a oportunidade de incluir, nos próximos contratos de concessão (seja pela renovação ou pela licitação das concessões), novas regras que pudessem facilitar a intervenção da Agência na concessão das distribuidoras.

Com a proximidade do vencimento de inúmeras concessões, a Medida Provisória nº 579/2012 foi editada com a finalidade de disciplinar as prorrogações de concessões de serviços públicos de energia elétrica vigentes, vencidas e vincendas, estabelecendo uma série de condicionantes para que tais prorrogações ocorressem em favor da modicidade tarifária e da continuidade da prestação do serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, beneficiando assim toda a coletividade. Tal Medida Provisória foi convertida na Lei nº 12.783/2013.

Essa lei definiu critérios para a renovação da concessão de geração e transmissão, mas, no que tange às concessionárias de distribuição, apenas citou que poderiam ter as concessões prorrogadas por até 30 anos, deixando em aberto as condições para isso, conforme artigo 7º, transcrito a seguir:

A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica (BRASIL, 2013, s.p.).

O parágrafo único do referido artigo determinou, ainda, que “a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica dependerá da aceitação expressa das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo” (BRASIL, 2013, s.p.).

Para a maioria das distribuidoras, o prazo da concessão encerrou-se entre 2015 e 2017. A falta de provimento do Poder Concedente, no que concerne às regras e normas claras sobre o processo de prorrogação das concessões, resultou no aumento de incertezas do negócio para as distribuidoras, que, portanto, deixaram de investir nos últimos anos de suas concessões, considerando o risco de não receber o retorno por esses investimentos.

Assim, em atendimento ao disposto na Lei nº 12.783/2013, foi publicado o Decreto nº 8.461/2015, que regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica por 30 anos.

Nos termos deste Decreto, a opção adotada pelo Poder Concedente foi renovar as concessões vincendas mediante o estabelecimento de critérios e metas a serem seguidos ou atingidos pelas concessionárias, sob pena de extinção da concessão. Os critérios estabelecidos foram:

- a) Eficiência com relação à qualidade do serviço prestado, com base na frequência e duração média das interrupções;
-

- b) Eficiência com relação à gestão econômico-financeira, com base na capacidade de a concessionária honrar seus compromissos econômico-financeiros;
- c) Racionalidade operacional e econômica; e
- d) Modicidade tarifária.

Estabeleceu-se ainda, para os dois primeiros critérios, metas anuais ao longo de 5 anos em trajetória de melhoria contínua, cujo descumprimento pode resultar em penalidades como por exemplo a obrigação de aporte de capital por parte dos acionistas ou até mesmo a extinção da concessão.

Dando prosseguimento, a Aneel editou a Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM (“NT 175/2015”) por meio da qual analisou o que estabelecia o Decreto nº 8.461/2015 e propôs as métricas para os critérios, assim como outros aprimoramentos contratuais. Por fim, em voto com mesma data do decreto, a Aneel instaurou a Audiência Pública nº 038/2015, para discussão das condições postas na minuta do termo aditivo aos contratos de concessão das distribuidoras.

A NT 175/2015 reforçou, ainda, as possíveis penalidades em caso de descumprimento dos critérios exigidos nos novos contratos de concessão, dentre elas a possível extinção da concessão.

Segue uma breve explicação de cada um dos critérios estabelecidos pelo Poder Concedente, de cumprimento obrigatório pelas concessionárias que assinaram a prorrogação de seus contratos de concessão.

5.1.1 Critério da eficiência com relação à qualidade do serviço prestado

Este critério relaciona-se com a qualidade do serviço prestado ao consumidor de energia elétrica, cuja mensuração é realizada pela Aneel, que fiscalizará a continuidade do serviço, utilizando indicadores relacionados com a frequência e duração das interrupções.

Os indicadores DEC e FEC, citados no capítulo 3.5, são apurados de forma global para cada concessionária. Porém, como esses indicadores consideram tanto interrupções de origem interna quanto externa, considerou-se prudente utilizar os

indicadores DECI e FECi, os quais refletem apenas a atuação da distribuidora na prestação do serviço, na elaboração da métrica a ser atingida pelas distribuidoras.

Os novos contratos de concessão assinados trazem os limites de DECI e FECi a serem atingidos pelas concessionárias nos primeiros 5 anos a contar da assinatura dos aditivos contratuais. Com o objetivo de dar maior efetividade a esta exigência, ficou determinado que em caso de descumprimento dos padrões de qualidade estabelecidos no contrato, a concessionária pode ficar proibida de distribuir dividendos e/ou juros sobre capital próprio superiores ao mínimo previsto em lei.

A partir do sexto ano da data da assinatura do termo aditivo, o descumprimento dos critérios de eficiência com relação à continuidade e qualidade do fornecimento implicarão abertura de processos de caducidade da concessão.

Além disso, foi prevista a criação de regulamento específico para os últimos 5 anos da concessão, para evitar o declínio nos investimentos e manutenções pelas distribuidoras, preservando-se, assim, a qualidade e continuidade dos serviços para o consumidor.

5.1.2 Critério de eficiência em relação à gestão econômico-financeira

O Decreto nº 8.461/2015 em seu artigo 1º, § 3º, determina que a Aneel realize a mensuração por meio de indicadores que “apurem a capacidade de a concessionária honrar seus compromissos econômico-financeiros de maneira sustentável” (BRASIL, 2015, s.p.). A Aneel definiu, conforme descrito na Nota Técnica nº 0335/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, que

“a sustentabilidade plena de uma distribuidora de energia elétrica pressupõe a geração de riqueza suficiente para (i) investir na reposição da infraestrutura desgastada anualmente, (ii) investir para expandir o sistema e melhorar a qualidade, (iii) pagar os juros da dívida; (iv) cobrir a necessidade de capital de giro; (v) recolher os tributos sobre o lucro; (vi) remunerar adequadamente os sócios, e, em certos casos, (vii) a amortizar parcela do principal, entre outras obrigações”

As metas relacionadas à capacidade de honrar os compromissos econômico-financeiros devem ser alcançadas pelas distribuidoras no prazo máximo de 5 anos, contados a partir do primeiro ano subsequente à prorrogação da concessão, de modo que, no primeiro ano, a condição mínima pode ser assegurada por meio de aporte de capital, enquanto que a partir do segundo ano a geração de caixa deve ser positiva. A partir do terceiro ano, incrementa-se a necessidade de que a geração de caixa seja suficiente para fazer frente aos investimentos em reposição e no quarto ano, deve fazer frente à parte do custo da dívida. Finalmente, a partir do quinto ano, a concessionária deve alcançar a condição mínima de sustentabilidade prevista no contrato, que será tratada neste trabalho, mais à frente.

Como penalização pelo descumprimento do critério de sustentabilidade econômico-financeira, a Aneel determinou: limitação de distribuição de dividendos ou de juros sobre capital próprio acima dos limites legais, restrição de contratos com partes relacionadas e exigência de aporte de capital pelos controladores.

A partir do sexto ano após a prorrogação da concessão, a inadimplência da concessionária com relação à gestão econômico-financeira implicará a abertura de processo de caducidade da concessão.

Além disso, a Aneel propôs a implementação de uma série de mecanismos, ferramentas e indicadores, visando à instituição de parâmetros mínimos de governança que resultem em maior transparência e responsabilidade dos administradores e controladores para com os consumidores.

Como exemplos das mudanças propostas pela Aneel, podemos citar a inclusão de cláusula específica nos contratos de concessão para tratar de deveres regulatórios e padrões mínimos a serem adotados pelos órgãos administrativos e de controle internos das concessionárias e a instituição de deveres e obrigações para o sócio controlador, relacionados à transparência e até mesmo à responsabilidade financeira, objetivando o atendimento à sustentabilidade econômica e financeira da concessão.

5.1.3 Critério da modicidade tarifária

Como um dos pilares da nova estrutura do modelo do setor elétrico, normatizada por meio da Lei nº 10.848/2004, a modicidade tarifária é um dos critérios a serem atendidos pelas concessionárias interessadas na renovação de seus contratos de concessão.

Assim, a Aneel propôs uma série de inovações no âmbito da Audiência Pública nº 038/2015, objetivando detalhar o regime tarifário.

O Decreto nº 8.461/2015 em seu artigo 1º, §8º, define, ainda, que “ não será dado tratamento tarifário diferenciado em função das condições exigidas para a prorrogação das concessões” (BRASIL, 2015, s.p.). Deste modo, define-se que não haverá nenhuma eventual antecipação de tarifas para atender à necessidade de investimentos que sejam necessários para atingir as métricas de qualidade do serviço.

5.1.4 Racionalidade operacional e econômica

Para as distribuidoras com mercado consumidor inferior a 500GWh/ano, o §6º do art. 1º do Decreto nº 8.461/2015 estabelece importantes mudanças, dentre as quais pode ser destacada a redução gradual de 20% ao ano do desconto na Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) destas concessionárias.

Esse desconto para as concessionárias com mercado consumidor inferior a 500GWh/ano tem o objetivo de mitigar, para esses consumidores, os impactos da perda da economia de escala possível nas grandes distribuidoras, ou seja, reduzir os custos com o aumento da tarifa em função dos investimentos.

5.2 Impactos da renovação das concessões

A prorrogação dos contratos de concessão pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica trouxe grande preocupação para as Companhias: como atender a todas as exigências previstas no novo contrato para, assim, evitar as penalidades e a possível extinção da concessão. Após a abertura da Audiência

Pública nº 038/2015, houve diversos questionamentos por parte dos agentes, solicitando mudanças nas cláusulas dos aditivos contratuais, nas métricas estabelecidas, na metodologia de cálculo dos indicadores, dentre outras questões. Em outubro de 2015 foi emitido o voto do relator, acatando parte do que foi solicitado, e negando outros requerimentos.

As concessionárias que já estão com o novo contrato em vigência vêm sofrendo os impactos das novas regras, como, por exemplo, a Copel Distribuição S.A. (Copel DIS), concessionária que é objeto deste estudo de caso.

Em dezembro de 2015 a Copel DIS assinou o seu 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 46/1999 (“5º Termo Aditivo”), formalizando a prorrogação até 7 de julho de 2045, comprometendo-se a atender a todos os requisitos exigidos pelos reguladores, estabelecidos neste novo instrumento contratual.

Conforme descrito em seu Relatório de Administração e Demonstrações Contábeis Regulatórias, referentes ao ano de 2016, a Copel DIS pretende suportar as condicionantes apresentadas no novo contrato de concessão

por um programa de investimentos com foco em automação e novas tecnologias, pela aplicação integral dos reajustes tarifários aprovados pela ANEEL e pela implementação da estrutura de governança corporativa a ser definida pelo regulador (COPEL Distribuição S.A., 2017, p. 23).

5.2.1 Programa de investimentos

Para atender o critério de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado, as companhias precisam dar a devida importância aos seus programas de investimento.

O anexo II 5º Termo Aditivo demonstra que a concessionária precisa atingir um DEC_i de, no máximo, 9,83 e um FEC_i de, no máximo, 7,24, no quinto ano após a prorrogação da concessão, ou seja, em 2020. Para isso, são necessários investimentos nos ativos da Companhia.

A Copel DIS possui um programa de investimentos para fazer frente às necessidades operacionais e, também, de geração de fluxo de caixa, que pode ser visto na figura 6:

Distribuição Máquinas e Equipamentos R\$ Mil	R\$ Mil Nominais			R\$ Mil em moeda constante de 31/dez/2016				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
AIS Bruto ¹	765.986	1.365.990	668.629	852.841	925.506	937.542	951.959	976.609
Transformador de Distribuição	113.995	171.319	105.773	90.164	105.996	110.443	114.426	118.525
Medidor	28.116	63.347	41.839	31.152	40.061	42.832	45.783	48.918
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	115.666	146.680	95.559	133.885	157.387	163.998	169.902	176.019
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	347.033	492.184	313.905	236.535	403.494	344.627	317.573	274.811
Redes Alta Tensão (69 kV)	13.495	45.526	102	15.596	4.748	15.939	-	-
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	26.581	213.870	19.807	88.029	94.961	45.914	94.415	125.859
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	24.385	21.944	9.718	13.243	50.995	42.331	54.259	61.021
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	20.139	57.904	18.765	26.350	23.561	34.082	7.628	2.043
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	35.527	142.530	34.299	200.102	42.512	130.744	147.974	168.931
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	-	-	-	17.786	1.790	6.631	-	482
Demais Máquinas e Equipamentos	41.049	10.686	28.862	-	-	-	-	-

Figura 6: Evolução dos investimentos da Copel DIS

Fonte: Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Regulatórias de 2016 da Copel DIS

No entanto, a execução de um programa de investimentos exige recursos da Companhia, podendo impactar nos índices de sustentabilidade econômico-financeira exigidos no novo contrato de concessão.

Faz-se necessária, portanto, uma gestão cuidadosa do programa de investimentos da Companhia, de modo que se consiga manter a qualidade do serviço prestado sem deixar de atender à gestão econômico-financeira.

5.2.2 Gestão econômico financeira

A cláusula 7^o do 5^o Termo Aditivo determina que

A Distribuidora se compromete a preservar, durante toda a Concessão, condição de Sustentabilidade Econômica e Financeira na Gestão dos Seus Custos e Despesas, da solvência de endividamento, dos investimentos em

reposição, melhoria e expansão, além da responsabilidade no pagamento de tributos e na distribuição de proventos. (ANEEL, 2015, p. 11)

No Anexo III do referido Termo Aditivo, estão descritos os parâmetros mínimos para atingir essa Sustentabilidade Econômica e Financeira nos primeiros cinco anos após a assinatura da prorrogação, de modo que no último ano, 2020, seja atendida a condição da Equação 3:

$$\text{Geração Operacional de Caixa (-) Investimentos de Reposição (-) Juros da dívida} \geq 0 \quad [\text{eq. 3}]$$

Onde:

Geração Operacional de Caixa: Lucros Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA ou EBITDA) ajustado por eventos não recorrentes

Investimentos de Reposição: Quota de Reintegração Regulatória (quota de depreciação); e

Juros da dívida: Dívida líquida x (1,11 x SELIC)

As Equações 4, 5, 6 e 7 demonstram as métricas a serem atingidas pela Copel DIS, ano a ano, a partir de 2017:

$$(I) \text{ LAJIDA} \geq 0 \text{ (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020);} \quad [\text{eq. 4}]$$

$$(II) [\text{LAJIDA (-) QRR}] \geq 0 \text{ (até o término de 2018 e mantida em 2019 e 2020);} \quad [\text{eq. 5}]$$

$$(III) \{ \text{Dívida Líquida} / [\text{LAJIDA (-) QRR}] \} \leq 1 / (0,8 * \text{SELIC}) \text{ até o término de 2019);} \quad [\text{eq. 6}]$$

$$(IV) \{ \text{Dívida Líquida} / [\text{LAJIDA (-) QRR}] \} \leq 1 / (1,11 * \text{SELIC}) \text{ até o término de 2020)} \quad [\text{eq. 7}]$$

Cabe destacar que o LAJIDA ajustado foi um dos pontos bastante questionados pelas concessionárias quando da Audiência Pública nº 038/2015. No voto do relator, alguns dos questionamentos foram acatados, conforme segue:

Dentre as despesas sem efeito caixa imediato, as Superintendências entendem que a Despesa de Pessoal - Benefício Pós-Emprego - Previdência Privada - Déficit ou Superávit Atuarial e a Despesa de Pessoal - Outros Benefícios Pós-Emprego - Déficit ou Superávit Atuarial constituem exceção de reconhecimento de despesa da atividade sem relação com o

cotidiano operacional cuja contrapartida no Passivo Atuarial já está embutida no conceito de Dívida da minuta.

Assim, para que não ocorra a duplicidade de valores, estas 2 despesas serão desconsideradas do cálculo do EBITDA Ajustado. (BRASIL, 2015, p. 54)

A Tabela a seguir apresenta o cálculo do LAJIDA para fins de atingimento das metas exigidas no Termo Aditivo:

Tabela: cálculo do LAJIDA para fins de atingimento das metas do contrato de concessão das distribuidoras

(=) Resultado das atividades
(+) Depreciação
(+) Amortização
(+/-) Benefício pós-emprego - previdência privada - déficit ou superavit atuarial
(+/-) Programa de demissão voluntária - PDV
(+/-) Outros benefícios pós-emprego - déficit ou superavit atuarial
(-) Provisão para devedores duvidosos
(-) Provisão para litígios (trabalhistas, cíveis, fiscais, ambientais e regulatórios)
(+/-) Provisão para redução ao valor recuperável
(-) Outras provisões
(-) Recuperação de despesas, do que superar 1% da receita bruta deduzida dos tributos sobre a receita

Fonte: 5º Termo Aditivo

O Resultado das atividades apresentado na primeira linha da tabela, em linhas gerais, é obtido pelo somatório de receitas auferidas no período, líquidas de impostos, taxas e encargos, diminuídas dos custos e despesas gerados no mesmo período. Cabe lembrar que, conforme descrito no capítulo 4 deste trabalho, as concessionárias de distribuição de energia elétrica são remuneradas por meio das tarifas, compostas tanto da Parcela A quanto da Parcela B, que compõem, portanto, a receita.

Diante disso, o atingimento das métricas de sustentabilidade econômico-financeira tornou-se motivo de bastante preocupação para as concessionárias de distribuição de energia elétrica, tendo em vista a grande influência de fatores externos (políticos, econômicos, sociais, etc.) nesta indústria, além dos impactos dos custos não gerenciáveis, Parcela A, nos resultados das companhias.

Por mais que os efeitos da Parcela A venham a ser recuperados em exercícios seguintes, por meio da tarifa, os seus impactos, se negativos, podem contribuir para o não atingimento dos índices exigidos no contrato de concessão no fechamento dos exercícios em que serão feitas as medições da Aneel, nos primeiros 5 anos após a assinatura da prorrogação da concessão.

Por outro lado, deve-se lembrar que os efeitos da Parcela A podem ser positivos para o resultado da companhia, bem como um possível recebimento de caixa decorrente das bandeiras tarifárias pode ter um efeito positivo nos índices de sustentabilidade do exercício em que ocorrerem.

Os resultados da Copel DIS no exercício de 2016 ilustram bem o cenário negativo, tanto no que diz respeito aos fatores externos quanto aos efeitos da Parcela A. A Companhia apresentou prejuízo líquido de 303,3 milhões e LAJIDA de 5,9 milhões negativo em suas Demonstrações Contábeis Regulatórias. A crise econômica e financeira, mundial e local, as incertezas políticas pelas quais o país passou, a recessão e retração de mercado, dentre outros, são fatores que contribuíram para a diminuição do lucro da Companhia. Além disso, no ambiente regulatório, o cenário hidrológico ruim, com poucas chuvas e necessidade de acionamento de usinas térmicas com custo mais elevado para manter o sistema em operação, sem riscos de racionamento, aumentou a exposição ao mercado de curto prazo, elevando muito os custos das companhias, custos estes não gerenciáveis (Parcela A).

Para o exercício de 2017, a Copel DIS terá que atingir o LAJIDA ajustado superior a zero, conforme demonstrado na Equação 4, acima. Caso a companhia não alcance o parâmetro mínimo de sustentabilidade econômico-financeira exigido neste exercício, ou em algum dos exercícios subsequentes, a cláusula 13^a do 5^o Termo Aditivo determina, em sua subcláusula 4^a, que os sócios controladores se comprometem

a aportar anualmente na Concessionária, em até cento e oitenta dias contados do término de cada Exercício Social, sob a forma de Integralização de Capital Social em Caixa ou Equivalentes de Caixa ou pela Conversão de Empréstimos Passivos em Capital Social, a totalidade da Insuficiência que

ocorrer para o alcance do Parâmetro Mínimo de Sustentabilidade Econômica e Financeira (ANEEL, 2015, p. 18).

Se não houver a possibilidade de atingir as métricas de sustentabilidade, a concessionária sofrerá as penalidades previstas no 5º Termo Aditivo, ou seja, precisará, portanto, envidar esforços a fim de atender as métricas de sustentabilidade econômico financeira sem deixar de atender às condicionantes técnicas, relacionadas à prestação de serviços de qualidade.

5.2.3 Impactos nas demonstrações contábeis

As concessionárias de distribuição de energia elétrica são obrigadas a apresentar duas demonstrações contábeis diferentes.

Uma delas é a demonstração contábil societária, elaborada de acordo com os pronunciamentos, orientações e interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC, que estão em linha com as regras e normas contábeis adotadas internacionalmente pelas Companhias, denominadas Normas Internacionais de Contabilidade (*International Financial Reporting Standards - IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*.

A segunda demonstração contábil obrigatória é a Demonstração Contábil Regulatória - DCR, a qual deve ser elaborada e apresentada de acordo com as normas emitidas pela Aneel, constantes no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. É com base nos dados e resultados contábeis apresentados na DCR que são feitas as medições das métricas de sustentabilidade econômico-financeira da concessionária.

Uma das grandes diferenças entre as práticas contábeis adotadas na contabilidade societária e regulatória é a forma de apresentar os ativos da concessão. Na contabilidade regulatória, os ativos são demonstrados como Imobilizado e Intangível, aplicando-se o disposto na Resolução Normativa Aneel nº 396/2010 e, conseqüentemente, no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, instituído pela mesma.

Já na contabilidade societária, em atendimento ao ICPC 01, que trata dos contratos de concessões, os ativos são demonstrados de forma bifurcada em duas contas: uma de Ativo Financeiro e outra de Ativo Intangível. Em linhas gerais, a parte do ativo financeiro refere-se ao valor de indenização que a concessionária tem direito de receber do Poder Concedente ao final da concessão, recebimento este em dinheiro, enquanto que no ativo intangível ficam registrados os valores que serão remunerados via tarifa, na medida em que estes ativos são amortizados pelo período da vida útil dos mesmos.

Ainda, em decorrência do ativo financeiro contabilizado, as demonstrações contábeis societárias registram dentro da sua receita operacional o efeito do valor justo sobre este ativo indenizável, prática esta não permitida na contabilidade regulatória.

A prorrogação das concessões pelas companhias não gerou nenhum impacto imediato nas demonstrações contábeis regulatórias, pois as mesmas apresentam os seus ativos nos grupos de Imobilizado e Intangível, conforme a sua natureza, independente do prazo final da concessão.

Já nas demonstrações contábeis societárias, as companhias que assinaram os aditivos contratuais tiveram que reclassificar grande parte do saldo registrado como Ativo Financeiro (pertencente ao Realizável a longo prazo) para o grupo de Ativo Intangível, tendo em vista que, com a prorrogação da concessão por mais trinta anos, a remuneração dos ativos que têm vida útil inferior a 30 anos se dará 100% via tarifa e, portanto, devem estar registrados no Intangível. E a grande maioria dos ativos das distribuidoras tem uma vida útil média inferior a 30 anos. Na Copel DIS, em análise neste estudo de caso, a reclassificação foi de R\$ 4.056 milhões, conforme as demonstrações publicadas pela Companhia.

6 CONCLUSÃO

Ao falar-se de distribuição de energia elétrica, deve-se considerar que se trata de um segmento que presta um serviço essencial à vida das pessoas e ao desenvolvimento da sociedade.

É uma atividade que desperta grande interesse econômico tendo em vista a grande quantidade de unidades consumidoras existentes e, portanto, potenciais clientes, além de ser imprescindível para o desenvolvimento nacional, já que representa a força motriz para a produção no país. Além disso, pode ser considerado como instrumento estratégico, visto que é um serviço utilizado em grande parte da cadeia produtiva e que impacta na composição do custo de produção e, por consequência, na utilização dos recursos dos cidadãos brasileiros.

No Brasil, foi no início do século XX que o setor se desenvolveu com maior representatividade, quando apareceram os primeiros sinais de regulação por parte do governo federal, mesmo que de forma precária. Avanços significativos nessa área ocorreram a partir da publicação do Decreto-lei nº 41.019/1957, que regulamenta até hoje os serviços de energia elétrica.

As concessionárias obtêm a concessão junto à União para explorar a atividade e a presença do órgão regulador, no caso a Aneel, se faz muito necessária para, por meio de normas e regras, promover o equilíbrio do sistema como um todo.

Algumas normas e regulamentações que regem o dia a dia das concessionárias de distribuição de energia, descritos no capítulo 3 deste trabalho, são imprescindíveis para que exista um padrão em todos os operadores do sistema, permitindo que a Aneel possa proceder ao trabalho de fiscalização e regulação de todo o sistema, com o intuito de buscar a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, remunerando o concessionário o suficiente para que se promova a manutenção e expansão do setor elétrico, cobrando a menor tarifa possível dos consumidores.

Com o crescimento e desenvolvimento do setor elétrico, evidenciou-se a exigência de cobrar adequadamente pelo serviço, a fim de que os investimentos

pudessem ser remunerados e os custos operacionais das concessionárias cobertos. O capítulo 4 detalhou os modelos de remuneração do setor elétrico, demonstrando a evolução do Custo do Serviço para o Serviço pelo Preço.

O modelo tarifário do Serviço pelo Preço trouxe grandes inovações na forma de remunerar as concessões, sendo que estas, para auferir bons resultados, devem ser eficientes na condução dos seus custos operacionais, realizando investimentos prudentes, de forma a atender o interesse público e remunerar adequadamente o capital investido, bem como oferecendo um serviço de qualidade ao consumidor ao menor preço possível.

Com a proximidade do vencimento dos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, o Poder Concedente se viu obrigado a definir um processo de renovação das concessões e, diante disso, emitiu a Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, para tratar das concessões de serviço público de energia elétrica, porém sem detalhar as condições do processo de prorrogação das concessões das distribuidoras.

Em 2015, então, foi publicado o Decreto nº 8.461/2015, que regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica por 30 anos, de modo a atender os 4 critérios a seguir:

- I - eficiência com relação à qualidade do serviço prestado;
- II - eficiência com relação à gestão econômico-financeira;
- III - racionalidade operacional e econômica; e
- IV - modicidade tarifária.

Para a prorrogação de suas concessões, as concessionárias tiveram de aceitar todas as condições que viriam a ser estabelecidas em seus novos contratos de concessão. E, a partir desta aceitação e da assinatura dos termos aditivos, passaram a ter que cumprir todas as métricas definidas com vistas ao cumprimento dos critérios citadas acima, sob pena de, até mesmo, perder a concessão em caso de descumprimento.

Como a maioria dos contratos venceu entre 2015 e 2017, todas as concessionárias, inclusive a Copel DIS, que foi objeto deste estudo de caso, estão trabalhando no sentido de atingir os índices de qualidade na prestação de serviços e de sustentabilidade econômico-financeira previstos para os primeiros 5 anos a contar do ano subsequente à assinatura do aditivo contratual, para assim evitar as penalizações impostas em caso de não atingimento das metas. A partir do sexto ano, se verificada inadimplência da concessionária com relação aos índices de qualidade no fornecimento e gestão econômico-financeira, será aberto o processo de caducidade da concessão.

O desafio é árduo para as distribuidoras, que precisarão manter e, em alguns casos, aprimorar os seus programas de investimento, que são imprescindíveis para que seja possível o atendimento aos critérios de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado, sem que isso atrapalhe a gestão do caixa da Companhia. Gestão essa que se faz necessária para atender aos critérios de sustentabilidade econômico-financeira definidos nos termos aditivos dos contratos.

E tudo isso precisa ser feito num contexto de dificuldades econômicas, tanto no âmbito nacional quanto mundial, de incertezas políticas no país, e com possibilidades de cenários desfavoráveis no que diz respeito à quantidade de chuvas que irão influenciar no nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, principal fonte de geração de energia no Brasil, ainda.

7 BIBLIOGRAFIA

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. "**Tarifas de Energia**" (2017). Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 30 mai. 2017.

ANEEL. **Audiência Pública nº 038/2015 - Voto**. Audiência pública para colher subsídios e informações adicionais, a fim de aprimorar o modelo de termo aditivo e de contrato e prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica com base no Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/038/documento/voto_ap038_2015.pdf>. Acesso em: 19 mai. 2017.

ANEEL. **Bandeira Tarifária**. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 19 mai. 2017.

ANEEL. **Manual de controle patrimonial do setor elétrico - MCSPE**. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656815/14887121/MANUAL+DE+CONTROLE+PATRIMONIAL+DO+SETOR+EL%C3%89TRICO+-+MCPSE/3308b7e2-649e-4cf3-8fff-3e78ddeb98b>>. Acesso em: 19 mai. 2017.

ANEEL. **Nota Técnica nº 175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, de 8 de junho de 2015**. Dispoê sobre a Minuta dos novos Contratos de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, nos termos do Decreto nº 8.461/2015 e Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/038/documento/nt0175_23.6.15.pdf>. Acesso em: 19 mai. 2017.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0335/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, de 4 de setembro de 2015**. Resultado da Audiência Pública nº 038/2015, instituída com vistas ao aprimoramento dos novos Contratos de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, nos termos do Decreto nº 8.461/2015 e Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/038/resultado/nt0335_2015_sct.pdf>. Acesso em: 19 mai. 2017.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 19 mai. 2017.

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**. 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 05 mai. 2017.

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição, Submódulo 2.2 A: Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis (revisão 1.0)**. 2017. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017761_Proret_Submod_2_2A_v1.pdf>. Acesso em: 27 mai. 2017.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição, Submódulo 2.4: Custo de Capital (revisão 1.0). 2017. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2011457_Proret_Submod_2_4_V0.pdf>. Acesso em: 27 mai. 2017.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição, Submódulo 2.5 A: Fator X (revisão 1.0). 2017. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017761_Proret_Submod_2_5A_v1.pdf>. Acesso em: 27 mai. 2017.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Módulo 3: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição, Submódulo 3.1 A: Procedimentos Gerais (revisão 1.0). 2017. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017761_Proret_Submod_3_1A_v1.pdf>. Acesso em: 27 mai. 2017.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Módulo 4 Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição. 2017. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 28 mai. 2017.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Módulo 6: Demais Procedimentos, Submódulo 6.8: Bandeiras Tarifárias. 2017. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017760_Proret_Submod_6_8_V1_4.pdf>. Acesso em: 30 mai. 2017.

ANEEL. Qualidade do fornecimento de energia elétrica melhora em 2016. Sala de imprensa. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/qualidade-do-fornecimento-de-energia-eletrica-melhora-em-2016/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 30 mai. 2017.

ANEEL. Quinto termo aditivo ao contrato de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica nº 46/1999-ANEEL – Copel Distribuição S.A.

Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/documents/10184//15062896//Quinto+Termo+Aditivo.pdf>>. Acesso em: 29 mai. 2017.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. 1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicaocompilado.htm>.

Acesso em: 19 mai. 2017.

BRASIL. **Decreto-lei nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957.** Regulamenta os serviços de energia elétrica. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/antigos/d41019.htm>. Acesso em: 19 mai. 2017.

BRASIL. **Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015.** Regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o art. 4º-B da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/decreto/D8461.htm>. Acesso em: 19 mai. 2017.

BRASIL. **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.** Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987compilada.htm>. Acesso em: 19 mai. 2017.

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/L9074cons.htm>. Acesso em: 19 mai. 2017.

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: 19 mai. 2017.

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: 19 mai. 2017.

BRASIL. **Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro de 2001.** Estabelece exceção ao alcance do art. 2º da Lei nº 10.192, de 14 de fevereiro de 2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/2227.htm>. Acesso em: 28 mai. 2017.

BRASIL. **Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002.** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/904396/Portaria_interministerial+25+de+24-01-2002+Publicado+no+DOU+de+24-01-2002/ecdae50f-ab31-432a-8c8f-bee133ec6914;jsessionid=C8614796CE62E62010057E54F49EAA99.srv154>. Acesso em: 28 mai. 2017.

BRASIL. Resolução Normativa ANEEL nº 493, de 03 de setembro de 2002.

Estabelece metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2002493.pdf>>. Acesso em: 19 mai. 2017.

BRASIL. Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006.

Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006234.pdf>>. Acesso em: 19 mai. 2017.

Copel Distribuição S.A. Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Regulatórias.

Disponível em: <http://ri.copel.com/ptb/8684/DIS_DCR_2016_port.pdf>. Acesso em: 21 mai. 2017.

Copel Distribuição S.A. Relatório da Administração e Demonstrações Financeiras.

Disponível em: <http://ri.copel.com/ptb/8504/balancodis_16.pdf>. Acesso em: 21 mai. 2017.

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. **Direito administrativo. (20ª ed.)**. São Paulo: Atlas, 2006.

RIGOLON, Francisco. e PICCININI, Maurício. Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: A Experiência Internacional e o Caso Brasileiro.

Revista BNDES jul.1998. p 17 e 18. Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/co nhecimento/revista/rev907.pdf>. Acesso em 30 abr. 2017.

SANTOS, Paulo Eduardo Steele. Reposicionamentos tarifários (Reajuste e Revisão).

Material utilizado na disciplina de Revisão Tarifária no MBA do Setor Elétrico - ISAE/FGV, turma MBASE 1/15, ministrada entre os dias 31/03 e 02/04/2017, Curitiba.

TERRY, Afrânio Leslie. Monopólio natural na geração e transmissão no sistema elétrico brasileiro.

Rio de Janeiro: ILUMINA, 2003. Disponível em: <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/artigos/terry1.htm>>. Acesso em: 19 maio 2017.
