



UnB

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Economia
do Setor Público

PERMISSIONÁRIAS COOPERATIVAS DE ENERGIA
ELÉTRICA - PERSPECTIVAS E FUTURO

Autora: Cecília Magalhães Francisco
Orientador: Prof. Dr. César Costa Alves de Mattos

Brasília – DF
2016

CECÍLIA MAGALHÃES FRANCISCO

**PERMISSIONÁRIAS COOPERATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA -
PERSPECTIVAS E FUTURO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Economia do Setor Público da Universidade de Brasília, como requisito parcial para a obtenção do Título de Mestre em Economia.

Orientador: Prof. Dr. César Costa Alves de Mattos

Brasília – DF

2016

Catálogo na fonte elaborada pela biblioteca da Universidade de Brasília

Ficha Catalográfica

Dissertação de autoria de Cecília Magalhães Francisco, intitulada PERMISSONÁRIAS COOPERATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA - PERSPECTIVAS E FUTURO, apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Economia do Setor Público da Universidade de Brasília, em (data da aprovação), defendida e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Prof. Dr. César Costa Alves de Mattos
Orientador
Universidade de Brasília – UnB

Prof. Dr. Paulo Coutinho
Universidade de Brasília – UnB

Dr. Cláudio Elias Carvalho
Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

BRASÍLIA
2016

AGRADECIMENTO

Agradeço ao meu pai, João Francisco Sobrinho, que sempre me apoiou. Aos meus irmãos que nunca me deixaram desistir. Ao meu orientador, Cesar Mattos. Agradeço também a todos os amigos, aos colegas do MESP e aos colegas da ANEEL, em especial, à amiga Érika Braga Lourençatto, pela ajuda imprescindível.

Dedico este trabalho a minha mãe, Isaura Magalhães Francisco, que sempre me inspirou.

RESUMO

Referência: FRANCISCO; Cecília. **Permissionárias Cooperativas de Energia Elétrica - Perspectivas e Futuro**. 2016. Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Economia do Setor Público. Universidade de Brasília – UnB. Brasília, 2016.

O ano de 2016 caracteriza-se por ser um ano de significativas mudanças para as cooperativas permissionárias de distribuição de energia elétrica. Em 28 de março de 2016, foi aprovada a metodologia de cálculo do segundo ciclo de revisão tarifária das permissionárias. Além disso, a partir desse ciclo de revisões tarifárias, o Decreto nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002, estabelece que os subsídios devem ser reduzidos a cada ano, à razão de 25%, até a sua extinção, de modo a incentivar a eficiência. Essas mudanças evidenciam desafios, tanto para as cooperativas permissionárias, bem como para a agência reguladora, em lidar com as situações que possam surgir advindas da evolução proposta pela legislação vigente. Para melhor entender o impacto das mudanças no atual cenário, primeiramente é preciso entender o funcionamento de uma cooperativa, a razão de sua existência. Nesse aspecto, a Teoria de Custos de Transação apresenta a explicação econômica da razão da formação, não apenas de firmas, mas também de cooperativas, além de explicar como estas podem se transformar. O objetivo deste trabalho é analisar as mudanças no *status* e na regulamentação das cooperativas permissionárias de distribuição de energia elétrica, sob a luz da Teoria de Custos de Transação e da Teoria de Agência, com o intuito de entender a razão da sua existência e o que esperar para os próximos anos. Dessa forma, será possível a proposição de uma política pública para o futuro das cooperativas permissionárias de distribuição de energia elétrica.

Palavras chaves: Cooperativa de Eletrificação Rural; Custos de transação; Permissionárias de distribuição de energia elétrica.

ABSTRACT

2016 has been characterized as a year of significant change in the regulatory environment of the Brazilian electrical energy distribution cooperatives. On March 28th, 2016, the methodology for the second tariff cycle was approved. In addition, after the second cycle, the Brazilian Law established that Brazilian Regulatory Agency must annually reduce the subsidies to cooperatives by 25% every year, until they are completely phased out. The elimination of this subsidy is intended to incentivize cooperatives to become more efficient. These changes are presenting great challenges for both cooperatives and for the Regulatory Agency as well. Both of them will have to manage all possible, intended and unintended, outcomes resulting from the new legislation. In order to understand the change's impact it is necessary to understand how they were intended to function and why they were made. In this segment, Transaction Cost and Theory of Agency bring an explanation why firms and cooperatives exist, as well as providing an explanation of how they evolve. The goal of this paper is to analyse the changes in status and regulation of electrical energy distributions cooperative in Brazil, under the Transaction Cost and Theory of Agency, in order to understand the reason why they exist and what to expect for their future. In this way, it will be possible to propose future public policies for the electrical energy distribution cooperatives.

Key Words: Electrical Energy Cooperatives; Transaction Costs; Theory of Agency.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Áreas de Distribuição na Região Sul do Brasil.....	17
Figura 2-Áreas de Distribuição na Região Sudeste	18
Figura 3- Composição das Classes Consumidoras nas Permissionárias em 2015.....	18
Figura 4 - Participação da Quantidade de Consumidores Rurais nas Permissionárias.	20
Figura 5 - Critérios para a definição de <i>Clusters</i>	36
Figura 6 - Participação dos consumidores cooperados e não cooperados no mercado das cooperativas permissionárias	44
Figura 7- Esquema de Contratação Simples proposto por Williamson (1985)	55
Figura 8- Esquema de Contratação – Integração Vertical e Formas Híbridas	56
Figura 9 - Custo de Governança x Especificidade dos Ativos	59
Figura 10 - Governança financeira X Especificidade de Ativos	61
Figura 11 - Cooperativas de venda vs. Firms Convencionais.....	63
Figura 12 - Governança x Especificidade de ativos na presença de subsídios	70
Figura 13-Comparação entre as tarifas B1 de permissionárias e supridoras em 2005	74
Figura 14-Diferença percentual B1 entre supridora e permissionária sem descontos..	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Participação das Classes Consumidoras nas Concessionárias e nas Permissionárias em 2015	19
Tabela 2-Regularização das Cooperativas de Eletrificação Rural.....	31
Tabela 3- Divisão dos Grupos em Termos de Vantagem Comparativa	36
Tabela 4 - Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos	39
Tabela 5- Resultado do Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária das Permissionárias	41
Tabela 6 - Permissionárias que não assinaram novo termo aditivo.....	46
Tabela 7-Variação da Parcela B	47
Tabela 8 - Percentuais de Descontos do Suprimento.....	72
Tabela 9-Pontuação IASC 2015	76
Tabela 10 - Resultado da Regressão IASC2014 x Percentual de Cooperados	77
Tabela 11 - Indicadores de Qualidade em 2015	78
Tabela 12 - Relação IASC x Participação dos consumidores rurais	78
Tabela 13 - Participação de Cooperados nas Permissionárias do Sudeste em relação ao total de consumidores	79
Tabela 14 - IASC Permissionárias.....	80
Tabela 15 - Características das Permissionárias do Sul.....	81
Tabela 16 - Participação das Classes de Consumo nas Permissionárias em 2015	82
Tabela 17 - Indicadores de Qualidade no Sudeste	83

LISTA DE SIGLAS

SIGLA	DESCRIÇÃO
BID	Banco Internacional de Desenvolvimento
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidora de Energia Elétrica
ACI	Aliança Cooperativa Internacional
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BAR	Base de Anuidade Regulatória
BRR	Base de Remuneração Regulatória
CAA	Custo Anual de Aluguéis, Veículos ou Sistema de Informática
CAIMI	Custo Anual de Instalações Móveis e Imóveis (anuidades)
CAOM	Custo de Administração, Operação e Manutenção
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEDRAP	Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural do Alto Paraíba
CEDRI	Cooperativa de Eletrificação e Distribuição da Região de Itariri
CEJAMA	Cooperativa de Eletricidade Jacinto Machado
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPRAG	Cooperativa de Eletricidade Praia Grande
CERAÇÁ	Cooperativa Distribuidora de Energia Vale do Araçá
CERAL	Cooperativa de Energia Elétrica Anitápolis
CERAL DIS	Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Arapoti
CERBRANORTE	Cooperativa de Eletrificação de Braço do Norte
CERCOS	Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural Centro Sul de Sergipe
CEREJ	Cooperativa de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica Senador Esteves Júnior
CERES	Cooperativa de Eletrificação Rural de Resende
CERGAL	Cooperativa de Eletrificação Anita Garibaldi
CERGAPA	Cooperativa de Eletricidade Grão Pará
CERGRAL	Cooperativa de Eletricidade de Gravatal
CERILUZ	Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí
CERIM	Cooperativa de Eletrificação Rural Itu-Mairinque
CERIPA	Cooperativa de Eletrificação Rural de Itaí-Paranapanema-Avaré
CERIS	Cooperativa de Eletrificação da Região de Itapeçerica da Serra
CERMC	Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de Mogi das Cruzes
CERMISSÕES	Cooperativa de Distribuição e Geração de Energia das Missões
CERMOFUL	Cooperativa Fumacense de Eletricidade
CERNHE	Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural da Região de Novo Horizonte
CERPALO	Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes

SIGLA	DESCRIÇÃO
CERPRO	Cooperativa de Eletrificação Rural da Região de Promissão
CERRP	Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de São José do Rio Preto
CERSUL	Cooperativa de Distribuição de Energia
CERTAJA	Cooperativa Regional de Energia Taquari Jacuí
CERTEL	Cooperativa de Distribuição de Energia Teutônia
CERTREL	Cooperativa de Energia Treviso
CETRIL	Cooperativa de Eletrificação e Telefonia Rurais de Ibiúna
CO	Custo de Operação
COOPERA	Cooperativa Pioneira de Eletrificação
COOPERCOCAL	Cooperativa Energética Cocal
COOPERLUZ	Cooperativa Distribuidora de Energia Fronteira Noroeste
COOPERMILA	Cooperativa de Eletrificação Lauro Müller
COORSEL	Cooperativa Regional Sul de Eletrificação Rural
COPREL	Coprel - Cooperativa de Energia
CRELUZ	Cooperativa de Distribuição de Energia Creluz
CRERAL	Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
GEER	Grupo Executivo de Eletrificação Rural
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IRT	Índice de Reposicionamento Tarifário
OCB	Organização das Cooperativas Brasileiras
Pm	Fator de Ajuste de Mercado
PNER	Plano Nacional de Eletrificação Rural
PRODIST	Procedimento de Distribuição
PRORET	Procedimento de Regulação Tarifária
QRR	Quota de Reintegração Regulatória
RC	Custo de Remuneração de Capital
RGR	Reserva Global de Reversão
SAMP	Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica
SCT	Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição
SEER	Serviço Especial de Eletrificação Rural
SIGEL	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
SINCOOR	Programa Computacional para Coleta de Dados de Cooperativas
SISBASE-P	Banco de Preços Simplificado da Distribuição

SIGLA	DESCRIÇÃO
SRE	Superintendência de Regulação Econômica
TA	Teoria de Agência
TCT	Teoria de Custo de Transação
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UC/km	Unidade Consumidora por Quilômetro
VU	Vida Útil
WACC	Custo Médio de Capital Ponderado

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
2. A HISTÓRIA DAS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL NO BRASIL 22	
2.1 COOPERATIVISMO NO MUNDO	22
2.2 A HISTÓRIA DO COOPERATIVISMO NO BRASIL.....	23
2.3 AS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	24
3. PROCESSO DE REGULARIZAÇÃO E CICLOS TARIFÁRIOS.....	29
3.1 REGULARIZAÇÃO DAS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL COMO AGENTES PÚBLICOS	29
3.2 PRIMEIRO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA.....	33
3.2.1 <i>Metodologia Adotada</i>	33
3.2.2 <i>Resultados da Primeira Revisão Tarifária das Permissionárias Distribuidoras de Energia Elétrica</i>	40
3.3 SEGUNDO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA.....	42
3.3.1 <i>A Metodologia para o 2º. Ciclo</i>	42
3.3.2 <i>Resultado do Segundo Ciclo de Revisão Tarifária das Permissionárias</i>	46
4. AS COOPERATIVAS PERMISSONÁRIAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL E A TEORIA DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO	49
4.1 TEORIA DE AGÊNCIA E CUSTO DE PROPRIEDADE	49
4.1.1 <i>Teoria de Agência</i>	49
4.1.2 <i>Custo de Propriedade</i>	51
4.2 TEORIA DE CUSTO DE TRANSAÇÃO	52
4.2.1 <i>Esquema Simples de Contratação</i>	54
4.2.2 <i>Dimensões dos Custos de Transação</i>	57
4.2.3 <i>Governança Financeira</i>	60
4.3 COOPERATIVAS E OS CUSTOS DE TRANSAÇÃO	61
5. COOPERATIVAS PERMISSONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E A TEORIA ECONÔMICA	66

5.1 AS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL E A NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL	66
5.2 DO SURGIMENTO ÀS TRANSFORMAÇÕES	68
5.3 O CASO BRASILEIRO	71
5.3.1 <i>Subsídio das Permissionárias</i>	71
5.3.2 <i>Prêmio IASC e as Permissionárias</i>	75
5.3.3 <i>Permissionárias do Sudeste</i>	78
5.3.4 <i>Permissionárias do Sul</i>	80
5.3.5 <i>Sul x Sudeste</i>	82
6. POLÍTICAS PÚBLICAS PARA PERMISSIONÁRIAS	84
6.1 ENCAMPAÇÃO	85
6.2 MANUTENÇÃO DOS SUBSÍDIOS E OUTRAS MEDIDAS ASSISTENCIAIS	85
6.3 ADAPTAÇÕES DE EFICIÊNCIA.....	87
6.4 ASPECTOS REGULATÓRIOS.....	88
7. CONCLUSÃO.....	89
8. REFERÊNCIAS	91

1. INTRODUÇÃO

As dificuldades em levar eletricidade às áreas rurais do Brasil desafiam os governos brasileiros desde 1948¹, quando foi lançado o primeiro programa nacional de eletrificação rural. A baixa densidade demográfica, o baixo poder aquisitivo da população e o isolamento fazem com que essas sejam regiões não atrativas para a exploração da distribuição de energia elétrica (ANDRADE, CARBONARI e GUERRA, 1999).

Neste contexto, as cooperativas de eletrificação rural contribuíram com o acesso das comunidades rurais à eletricidade, em especial nas regiões Sul e Sudeste do país. Existindo desde 1941, as cooperativas foram de extrema importância para o desenvolvimento das áreas rurais no Brasil, sendo incentivadas pelo poder público brasileiro até a primeira reforma do setor elétrico ocorrida nos anos 1990.

Com o crescimento das cooperativas, suas áreas de cobertura estenderam-se a consumidores de áreas urbanas e a não cooperados. Essa situação caracterizou-se como prestação de serviço público, perdendo a qualidade de atendimento exclusivo aos associados (SOUTO e LOUREIRO, 1999).

A Constituição de 1988 trouxe importantes modificações na forma de exploração dos serviços públicos pelo Estado. De acordo com o art. 21, inciso XII, alínea b da Carta Magna, instituiu-se que a exploração dos serviços de energia elétrica devia ser efetuada diretamente pela União ou mediante os regimes de autorização, permissão ou concessão. Nesse contexto, as cooperativas de eletrificação rural passaram a ser classificadas como agentes do setor elétrico (ANDRADE, CARBONARI e GUERRA, 1999).

Ainda hoje, o alto custo de funcionamento, a falta de ganho de escala e a necessidade de subsídio fazem com que a existência das cooperativas seja questionada por especialistas do setor elétrico. Para muitos, a absorção das áreas atendidas por cooperativas pelas concessionárias de distribuição local é a melhor alternativa para o setor elétrico. Alguns juristas defendem que a existência das cooperativas fere a Constituição (SOUTO e LOUREIRO, 1999).

Após a reforma do setor elétrico nos anos 1990, as cooperativas passaram por um processo de regularização e foram consideradas agentes regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Aquelas que ainda mantinham o caráter de uso exclusivo dos seus

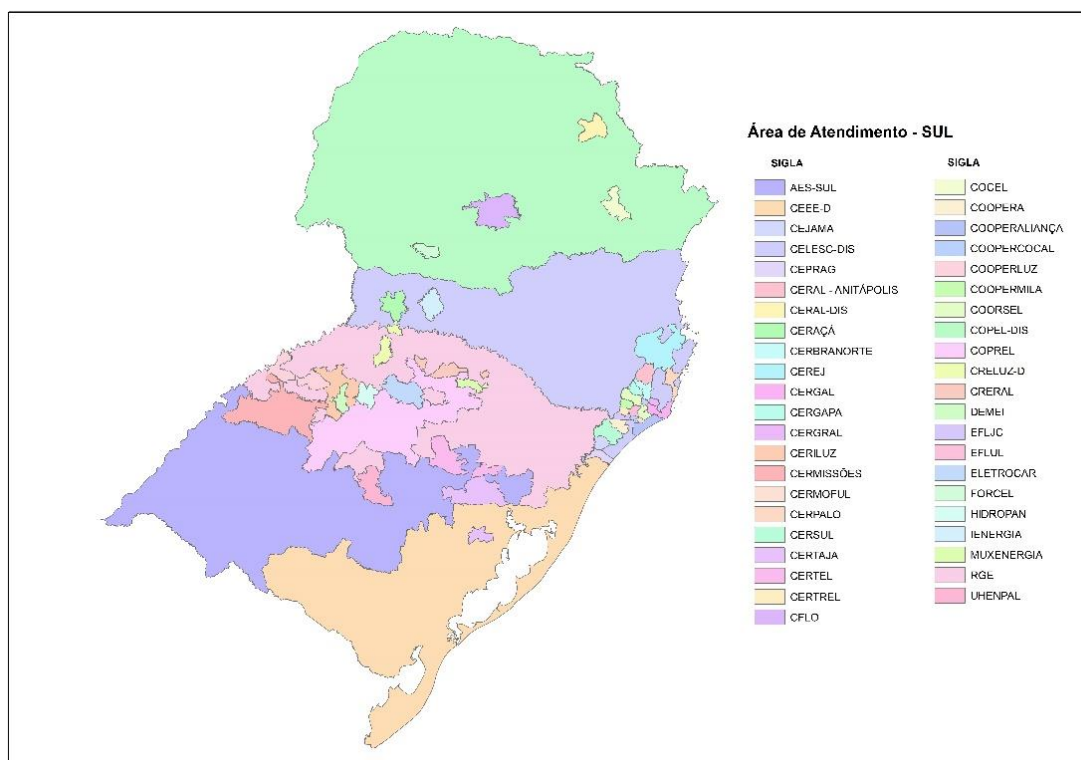
¹ Em 1948 foi aprovado Projeto de Lei nº 8, de autoria do senador Apolônio Sales, que criou o Serviço Federal de Eletrificação Rural. No entanto, não houve qualquer resultado concreto desse projeto. (OLIVEIRA 2001, p. 28)

associados foram enquadradas no regime de autorização. Já aquelas que atendiam a um público indistinto passaram a ser consideradas como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Estas assinaram um contrato de permissão com a União e tiveram tarifas definidas pelo órgão regulador.

Atualmente, existem 68 cooperativas de eletrificação rural; destas, 38 são consideradas permissionárias, 14 são autorizadas e 17 estão em processo de regularização. O foco deste trabalho está nas permissionárias de distribuição de energia elétrica.

As 38 permissionárias regularizadas estão localizadas em sua maioria nas regiões Sul e Sudeste, sendo que o Estado que tem o maior número de permissionárias é o de Santa Catarina, onde existem 17. Os Mapas mostrados nas figuras 1 e 2 ilustram as áreas de atuação das permissionárias no Sul e Sudeste.

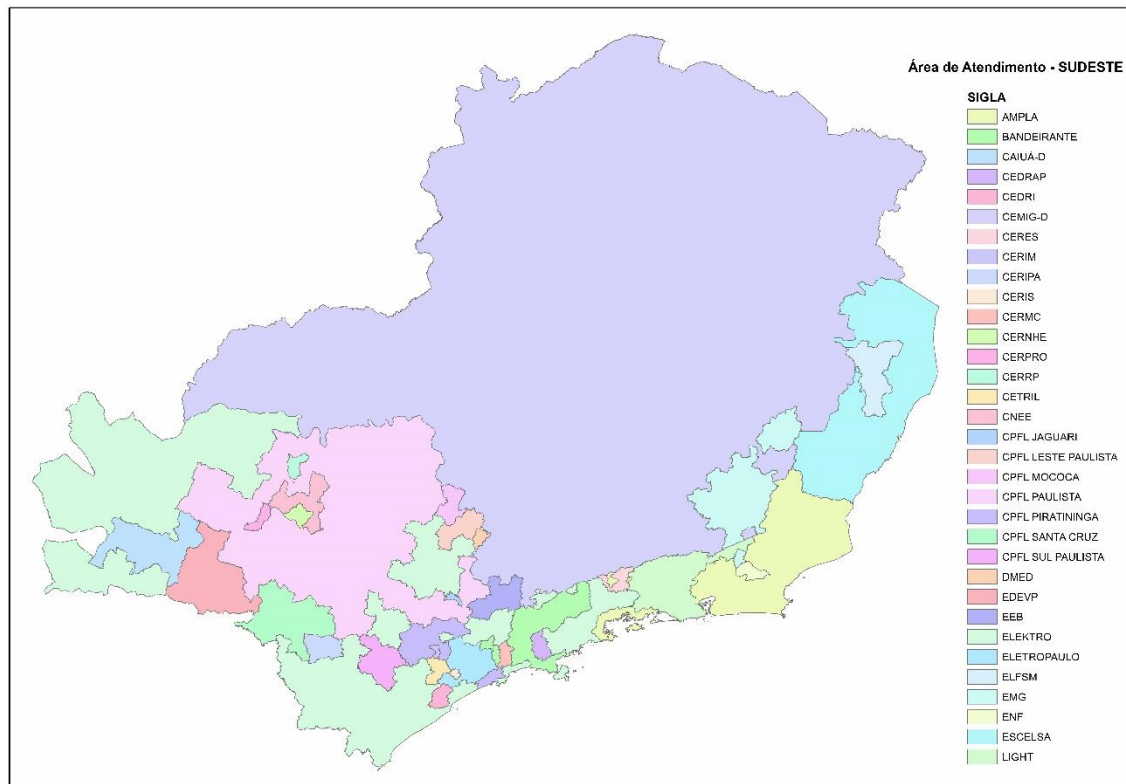
Figura 1 - Áreas de Distribuição na Região Sul do Brasil



Fonte: Sistema de Informações Georreferenciado do Setor Elétrico - SIGEL/ ANEEL

Observa-se uma concentração de permissionárias em Santa Catarina e no Rio Grande do Sul. Em Santa Catarina, elas se localizam no sudeste do estado e estão em áreas contínuas umas às outras. Enquanto no Rio Grande do Sul, as cooperativas estão no centro-norte do estado, junto a concessionárias de pequeno porte.

Figura 2-Áreas de Distribuição na Região Sudeste

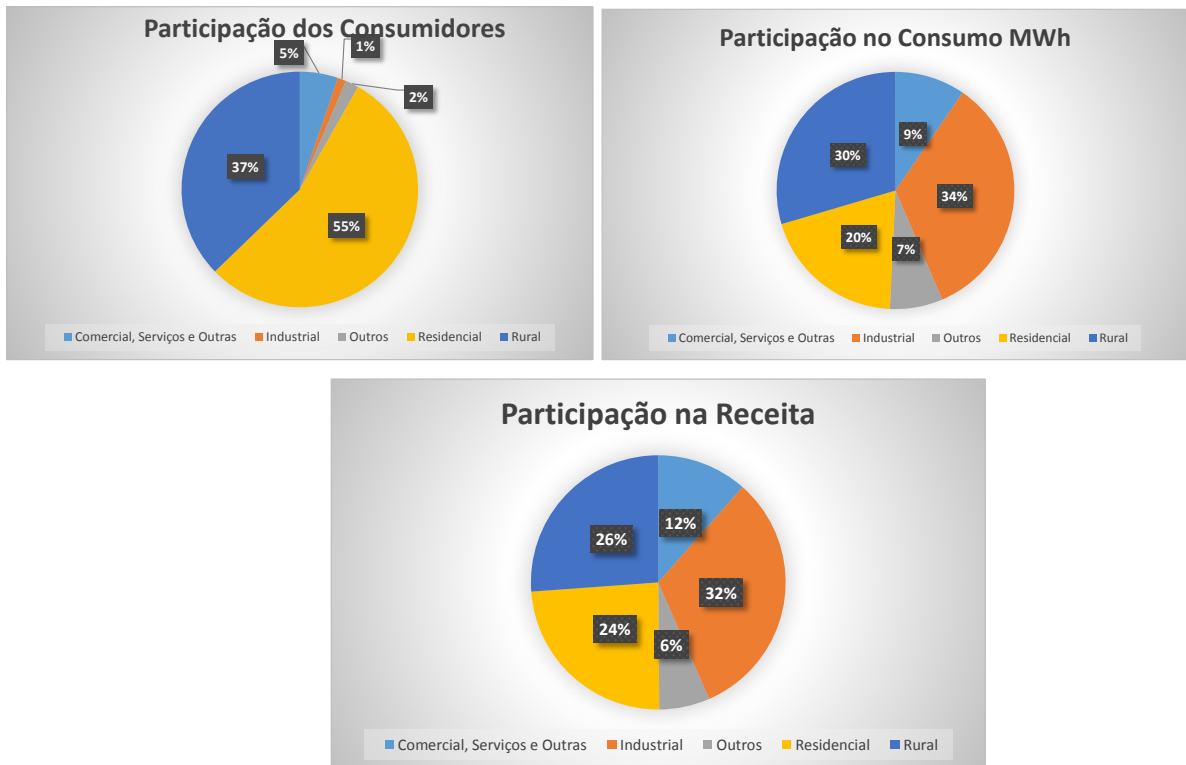


Fonte: Sistema de Informações Georreferenciado do Setor Elétrico - SIGEL/ ANEEL

Na região sudeste, as permissionárias estão localizadas no estado de São Paulo (existe apenas uma no estado do Rio de Janeiro). Em São Paulo, elas dividem espaço com outras 14 distribuidoras de pequeno, médio e grande porte.

Em termos do setor de energia, as cooperativas permissionárias de distribuição atendem menos de 1% do mercado consumidor de energia elétrica brasileiro. Sendo que a maioria dos seus consumidores são predominantemente das classes residencial e rural. Os gráficos a seguir mostram a participação de cada classe consumidora em termos de quantidade de consumidores, consumo e receita das permissionárias.

Figura 3- Composição das Classes Consumidoras nas Permissionárias em 2015



Fonte: Elaborado pela própria autora com base nos dados do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP da ANEEL

Em relação à participação da quantidade de consumidores, as grandes diferenças entre as concessionárias e permissionárias estão no mercado rural e no residencial. Na classe rural, os usuários representam 6% do total de consumidores da concessionária, enquanto que, em uma permissionária, representam 37%. Por outro lado, a classe residencial representa 86% em uma distribuidora comum e, na permissionária, 54%.

Quanto ao consumo de energia, o consumidor rural continua tendo um papel de destaque dentro da permissionária, utilizando 30% da energia produzida por ela, frente a 7% da obtenção nas concessionárias. As grandes diferenças concentram-se nos consumidores industriais que, na permissionária, fazem uso de 34%, enquanto que, na concessionária, utilizam apenas 17%. Já os consumidores comerciais, na permissionária, consomem 10%, enquanto que, na concessionária, 25%. A tabela a seguir ilustra essas diferenças.

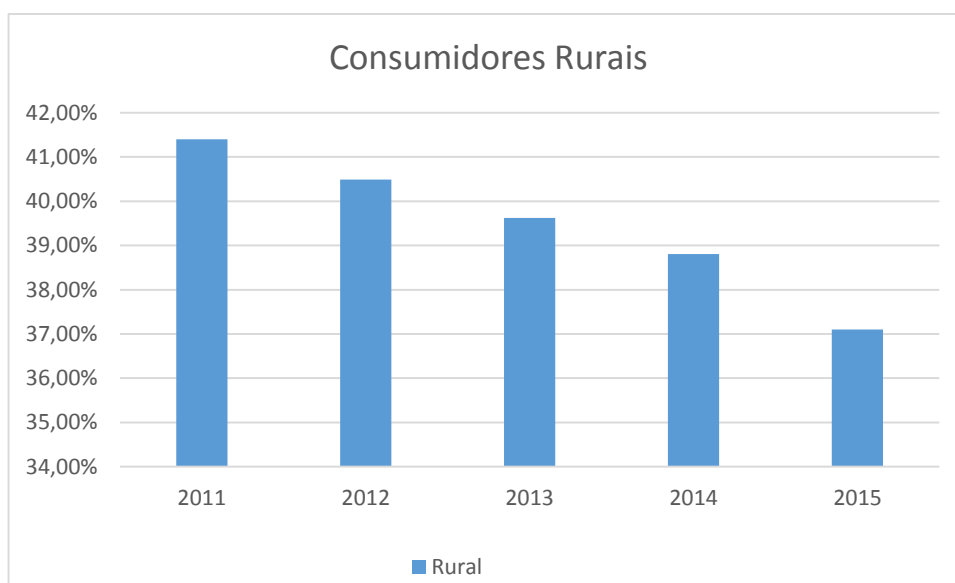
Tabela 1- Participação das Classes Consumidoras nas Concessionárias e nas Permissionárias em 2015

Classes Consumidoras ²	Quantidade de Consumidores		Participação no Consumo	
	Concessionária	Permissionária	Concessionária	Permissionária
Comercial, Serviços e Outras	7%	5%	25%	10%
Industrial	1%	1%	17%	34%
Outras	1%	2%	13%	7%
Residencial	86%	54%	39%	20%
Rural	6%	37%	7%	30%

Fonte: Elaborado pela própria autora com base nos dados do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP da ANEEL.

Ao longo dos anos, a participação dos consumidores rurais nas permissionárias vem caindo. Entre 2011 e 2015, houve um decréscimo de cerca de 4,3%. Essa situação acompanha a alteração na distribuição geográfica da população brasileira e sua migração do meio rural para o meio urbano. O gráfico a seguir ilustra essa diferença.

Figura 4 - Participação Quantitativa de Consumidores Rurais nas Permissionárias



Fonte: Elaborado pela própria autora com base nos dados do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP da ANEEL.

O ano de 2016 apresenta significativas mudanças para as cooperativas permissionárias de distribuição de energia elétrica. Em 28 de março de 2016, a ANEEL aprovou a metodologia de cálculo do segundo ciclo de revisão tarifária das permissionárias. Além disso, a partir desse ciclo, o Decreto nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002, estabelece que os

² As Classes consumidoras são definidas pela Resolução Normativa 414/2010.

subsídios devem ser reduzidos a cada ano à razão de 25%, até a sua extinção, de modo a incentivar a eficiência.

Essas alterações caracterizam-se como desafios para as cooperativas permissionárias de distribuição de energia elétrica, bem como para a agência reguladora do setor. Ambas deverão lidar com as situações que possam surgir advindas da evolução proposta pela legislação vigente.

Para melhor entender o impacto das modificações no atual cenário, primeiramente é preciso entender o funcionamento de uma cooperativa, a razão de sua existência. Nesse aspecto, as Teorias de Custos de Transação e de Agência trazem explicações econômicas sobre a razão da formação de firmas, como funcionam, além de explicar como essas associações podem se transformar.

O objetivo deste trabalho é o exame das cooperativas de eletrificação rural, em especial aquelas já classificadas como permissionárias, sob a luz da Teoria de Custos de Transação e Teoria de Agência, com o intuito de entender a razão de sua existência e o que esperar para os próximos anos. Dessa forma, será possível a proposição de uma política pública voltada para o futuro das cooperativas permissionárias de distribuição de energia elétrica.

Na Seção 2, é feito um pequeno resumo sobre a origem do cooperativismo até o surgimento das cooperativas de eletrificação rural. A Seção 3 mostra a regularização das cooperativas como permissionárias de serviço público e um resumo sobre o primeiro e o segundo ciclos tarifários. A Seção 4 realiza um resumo da Teoria de Custos de Transação e Teoria de Agência sob o ponto de vista de uma sociedade cooperativa. A Seção 5 apresenta a análise das cooperativas permissionárias distribuidoras de energia elétrica sob a ótica dos Custos de Transação e da Teoria de Agência. A Seção 6 apresenta uma análise das possíveis propostas de políticas públicas. Por fim, são apresentadas as principais conclusões do trabalho.

2. A HISTÓRIA DAS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL NO BRASIL

O cooperativismo é uma das formas utilizadas no mundo inteiro para levar energia elétrica para as áreas rurais. Desde os Estados Unidos ao Nepal, as cooperativas são um dos meios utilizados pelos usuários para superar as dificuldades financeiras impostas pelas características das áreas rurais às distribuidoras comuns (YADOO e CRUICKSHANK, 2010).

Mesmo os programas de eletrificação rural realizados em conjunto com as distribuidoras comuns não conseguem chegar às áreas mais isoladas. As distribuidoras comuns tendem a privilegiar investimentos próximos à sua rede de distribuição. Por essa razão, países como Nepal e Índia buscaram a descentralização da distribuição, e mesmo da geração de energia elétrica, por meio da formação de cooperativas (YADOO e CRUICKSHANK, 2010).

2.1 COOPERATIVISMO NO MUNDO

De acordo com Fritzen (2005), “a cooperação sempre existiu na história humana, como uma alternativa de sobrevivência ou uma solução para os momentos de crise”. Assim, para sobreviver à automação promovida pela Revolução Industrial, em 21 de dezembro de 1844, 28 pequenos artesãos se uniram e fundaram a “Sociedade dos Probos Pioneiros de Rochdale”, em Manchester, na Inglaterra. Assim nasceu o movimento cooperativista no mundo.

Com o sucesso dessa primeira sociedade, tida como cooperativa de consumo, o modelo difundiu-se pelo mundo todo. Algumas cooperativas dedicaram-se ao crédito, outras, à serviços. Ainda no século XIX, foi criada a Aliança Cooperativa Internacional. Por meio de congressos, a Aliança discutiu como deveriam ser regidas as cooperativas no mundo inteiro. Dentre os congressos, destacam-se os de 1934, 1937, 1966 e 1995 (SOUTO e LOUREIRO, 1999) e (SILVA, ABRANTES e OLIVEIRA, 2012).

O movimento cooperativista baseou-se nas obras de pensadores como Robert Owen, Louis Blanc e Charles Fourier, que idealizaram novas formas de organização da sociedade. Eles acreditavam que o modelo de sociedade capitalista que estava se formando não era satisfatório para a sociedade como um todo (FRITZEN, 2005). Dessa forma, defendiam os

princípios de igualdade, ajuda mútua, autogestão e associativismo (SILVA, ABRANTES e OLIVEIRA, 2012).

Com base nessas ideias, foram desenvolvidos os Princípios Cooperativistas que norteiam todas as cooperativas no mundo inteiro. Desenvolvidos a partir dos princípios da cooperativa de Rochdale, também chamados de Princípios de Rochdale, sua última revisão foi realizada em 1995 em Manchester, Inglaterra, no congresso da Aliança Cooperativa Internacional. São eles:

- a) Adesão Voluntária e Livre;
- b) Gestão Democrática;
- c) Participação Econômica dos Sócios;
- d) Autonomia e Independência;
- e) Educação, Formação e Informação;
- f) Intercooperação, cooperação entre cooperativas; e
- g) Preocupação com a Comunidade (SILVA, ABRANTES e OLIVEIRA, 2012).

Percebe-se, na doutrina sobre o cooperativismo, um forte teor ideológico socialista. A maioria das doutrinas concebem o cooperativismo como uma terceira via entre o capitalismo e o socialismo (SOUTO e LOUREIRO, 1999).

De acordo com a OCB³ (2015), existem mais de um bilhão⁴ de pessoas ligadas ao cooperativismo no mundo inteiro. Uma em cada 7 pessoas no mundo é associada a uma cooperativa, bem como elas estão presentes em 100 países e geram 100 milhões de empregos.

2.2 A HISTÓRIA DO COOPERATIVISMO NO BRASIL

A primeira cooperativa que se tem conhecimento no Brasil foi a Sociedade de Cooperativa Econômica dos Funcionários Públicos de Ouro Preto. Nascida em 1889, em Minas Gerais, atuava em diversas atividades: de venda de gênero de consumo à construção de prédios para aluguel e venda, além de caixa de auxílio e socorro a associados. Ou seja, era uma cooperativa de consumo, mas também de habitação e de crédito (FRITZEN, 2005).

Durante o início do século XX, o cooperativismo se expandiu pelo sul do Brasil. O padre jesuíta suíço, Theodor Amstad, foi um dos principais divulgadores do movimento cooperativista e, em 1902, fundou a Cooperativa de Crédito Rural no Brasil para atender aos

³ OCB- Organização das Cooperativas Brasileiras

⁴ Este número inclui cooperativas de crédito, de construção, trabalhista, entre outras.

agricultores alemães da região. O modelo adotado, chamado de modelo de Raiffeissen, tinha forte preocupação moral e não havia distribuição de sobras entre os associados (FRITZEN, 2005).

As iniciativas legais de reconhecimento das cooperativas começaram pela Constituição Federal de 1891 que, em seu art. 72, §8º, garantiu o direito aos trabalhadores de se associarem em sindicatos e cooperativas. As leis e decretos editados nesse período, entre o final do século XIX e início do século XX, ora inspiravam-se no modelo de Rochdale, ora no modelo de Raffeissen, ora no modelo de Luzzatti⁵. Contudo, o decreto nº 22.239, de 19 de dezembro de 1932, consolidou os princípios dos Pioneiros de Rochdale como a base para as cooperativas do Brasil (FRITZEN, 2005).

A Lei nº 5.764, de 16 de dezembro de 1971, rege, até hoje, as sociedades cooperativas. Com esse diploma, as sociedades cooperativas podem ser consideradas distintas dos demais tipos societários, embora a doutrina existente as considere semelhante às sociedades anônimas (SOUTO e LOUREIRO, 1999).

2.3 AS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL

A eletrificação rural despontou no Brasil em maio de 1923, no município de Batatais, São Paulo, quando o sr. João Nogueira de Carvalho fez o primeiro pedido de instalação de energia elétrica à Indústria Ignarra Sobrinho & Cia. (que mais tarde criou a Companhia Paulista de Eletricidade), para alimentar uma máquina agrícola em sua fazenda. Após essa iniciativa pioneira, vários outros fazendeiros celebraram contratos idênticos com a concessionária de Batatais (OLIVEIRA, 2001). Nessas primeiras instalações, os custos da conexão à rede da distribuidora foram arcados pelos próprios consumidores.

Mais tarde, com a crise de 1929, surgiram os primeiros conflitos entre as áreas rurais e as concessionárias. A concessionária de Batatais foi obrigada a elevar os preços de forma considerada excessiva pelos consumidores locais. Em face da situação, os consumidores entraram na justiça para evitar o aumento. Ao dar ganho da ação à concessionária, o juiz entendeu que a companhia não obtém lucro ao manter instalações desse porte. Tal fato evidenciou o quão custoso é levar eletricidade às áreas rurais e a baixa atratividade da eletrificação rural para as concessionárias (OLIVEIRA, 2001).

⁵ Este é um modelo de cooperativa de crédito, na qual os sócios têm responsabilidade limitada.

“Neste contexto surgiram as primeiras cooperativas de eletrificação rural, como alternativa para viabilizar a eletrificação no campo, tendo sido organizadas por pequenos núcleos populacionais.” (OLIVEIRA, 2001)

A primeira cooperativa de eletrificação rural no Brasil surgiu em 1941, no município de Erichrim, no Rio Grande do Sul, chamada Cooperativa de Força e Luz de Quatro Irmãos, atualmente desativada. A cooperativa tinha por objetivo gerar e distribuir energia elétrica ao município sendo que, mais tarde, passou a atender à indústria agropecuária local (OCB, 2016).

A mais antiga Cooperativa em funcionamento hoje é a CERTEL, Cooperativa Regional de Eletrificação de Teutônia Ltda, com sede no município de Teutônia-RS. Foi fundada em 1956 e, atualmente, atende cerca de 59 mil unidades consumidoras.⁶ (OCB, 2016)

Com o sucesso das primeiras cooperativas, em 1947, foi lançado o plano de eletrificação rural do Rio Grande do Sul, em que as cooperativas exerceram um papel fundamental: com a ajuda delas, foi possível construir 5.000km de linhas de alta tensão, beneficiando cerca de 60.000 consumidores rurais (OLIVEIRA 2001).

Mais tarde, o estado de São Paulo, seguindo a iniciativa do Rio Grande do Sul, iniciou o seu programa de eletrificação rural chamado Serviço Especial de Eletrificação Rural – SEER. Realizado com o auxílio de cooperativas específicas, tinha por objetivo atender necessidades específicas locais (OLIVEIRA, 2001).

No estado de Minas Gerais, o programa foi realizado por meio da ERMIG – Eletrificação Rural de Minas Gerais S.A., subsidiária da CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. Lançado em 1962, buscou seguir o modelo de eletrificação rural americano, incentivando a criação de cooperativas que seriam responsáveis pela manutenção e operação do sistema elétrico após a fase inicial de estruturação. Contudo, o sistema não se mostrou sustentável e, em 1967, a Cemig absorveu boa parte do sistema elétrico das cooperativas.

Até a década de 1970, não havia sido definida uma política de eletrificação rural de âmbito nacional. Quando foi criado o Grupo Executivo de Eletrificação Rural – GEER, que tinha como finalidade gerir os fundos do primeiro Plano Nacional de Eletrificação Rural (1º PNER). Esse Plano era mantido com recursos totais de 61,6 milhões de dólares, providos da seguinte forma: 50% provenientes de empréstimos do BID, 30%, de fundos da União e 20%, de cooperativas de eletrificação (ROSSET, LORENZI, *et al.*, 2009).

⁶ Dado do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP – ANEEL - 2015.

O 1º PNER enfatizou as áreas com maior densidade populacional, com o intuito de reduzir custos. Foram atendidos 10 estados por meio de 94 cooperativas (ROSSET, LORENZI, *et al.*, 2009).

A partir do GEER, surgiu a maioria das cooperativas de eletrificação rural do país. Até outubro de 1971, 118 cooperativas haviam sido constituídas em função do 1º PNER, em especial na região Nordeste. Contudo, ao contrário do movimento cooperativista do Sul do país, esse movimento não partiu diretamente dos consumidores. Ocorre que os fundos do 1º PNER só podiam ser liberados para as cooperativas. Assim, as concessionárias, à época, enxergaram uma forma de obter recursos, por conseguinte, muitas cooperativas criadas, na prática, eram subsidiárias das próprias concessionárias buscando obter recursos públicos e privados para expandir seus mercados (OLIVEIRA, 2001).

Assim como ocorreu em Minas Gerais, essas cooperativas foram absorvidas pelas concessionárias locais. O alto custo de manutenção e operação além da ingerência política da região fizeram com que as cooperativas criadas durante esse período se tornassem inviáveis economicamente (OLIVEIRA, 2001).

A criação do Departamento de Eletrificação Rural – DEER, em fevereiro de 1976, serviu para o investimento de 300 milhões de dólares e o atendimento de 116 mil propriedades rurais, em 16 Estados e no Distrito Federal. O programa estendeu-se até o ano de 1980 e celebrou a minimização dos custos por meio de desenvolvimento de padrões técnicos (OLIVEIRA, 2001).

A região Sul foi a maior beneficiada com os dois PNER, somando um percentual de 55,8% das propriedades eletrificadas pelo GEER. De acordo com o próprio GEER, a existência de cooperativas já consolidadas na região foi importante fator que determinou esse grande número de beneficiados (OLIVEIRA, 2001).

A década de 1980 foi marcada pela alta inflação e pela dificuldade de financiamento. Algumas iniciativas foram realizadas no âmbito estadual, mas o projeto de eletrificação rural no âmbito federal ficou parado até a década de 1990 (OLIVEIRA, 2001).

Os programas de congelamento de preço da década de 1980, promovidos pelo governo brasileiro para conter o processo inflacionário, fez com que cooperativas e concessionárias de distribuição passassem por dificuldades financeiras. As cooperativas que não conseguiram sobreviver foram absorvidas pelas concessionárias locais. Isso ocorreu em Minas Gerais, Paraná, São Paulo. Em São Paulo, das 33 cooperativas existentes, restaram apenas 17 (PELEGRINI, 2003).

Mesmo com essa desmobilização, permaneceu ainda ativo um grande número de cooperativas de eletrificação rural no Brasil. Em geral, prestando serviço público em área de atuação mais ou menos definida, com a concessionária local. Esta, por sua vez, fornecia a energia com desconto⁷ e estaria pronta para assumir o serviço caso houvesse problema com a cooperativa (PELEGRINI, 2003).

Quando Fernando Collor de Melo assumiu a Presidência da República em 1990, começou-se a desenhar um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. Privatização e incentivos à competição eram novas diretrizes de um setor que antes era dominado por estatais. O objetivo principal era a retomada de investimentos ao setor extremamente atingido pela crise da década de 1980 (PELEGRINI, 2003).

Nesse novo modelo, não havia espaço para as cooperativas de eletrificação rural. No primeiro projeto de lei, apresentado em 1993, as cooperativas seriam absorvidas pelas concessionárias locais. Entendia-se que as cooperativas prestavam serviço público, o qual só poderia ser feito mediante licitação, de acordo com a nova Constituição (PELEGRINI, 2003).

Após o embate político, a situação mudou. Na proposta final, as cooperativas deveriam ser regularizadas como permissionárias de serviço público, caso atendessem a um público indistinto⁸, ou como autorizadas, caso atendessem a apenas cooperados (PELEGRINI, 2003).

O projeto de eletrificação rural de âmbito nacional foi retomado em 1999, com o programa Luz no Campo. Diferentemente dos programas anteriores, em um primeiro momento, apenas as concessionárias tinham acesso aos recursos do programa. Após grande intervenção das organizações pró-cooperativas, estas também tiveram acesso aos recursos (PELEGRINI, 2003).

Os recursos eram provenientes da Reserva Global de Reversão (RGR)⁹, totalizando R\$ 1,77 bi, bem como R\$ 930 milhões provenientes de recursos federais, estaduais e municipais (FOURNIER e PENTEADO, 2007).

Observa-se que, antes tida como as grandes “salvadoras” da eletrificação rural, aquelas por meio das quais o estado poderia de forma indireta realizar a tão sonhada eletrificação rural, as cooperativas passaram a ser um entrave para as concessionárias.

⁷ Os descontos de 50% na compra da energia e na demanda tinham por finalidade garantir o equilíbrio econômico-financeiro da cooperativa. (PELEGRINI, RIBEIRO e PAZZINI, 2004)

⁸ Este seria um público de cooperados e de não cooperados.

⁹ A Reserva Global de Reversão (RGR) foi criada em 1957 pelo Decreto nº 41.019/1957. Tinha, inicialmente, a finalidade de constituir um fundo para cobertura de gastos da União com indenização de eventuais reversões vinculadas ao serviço de energia elétrica. Com o tempo, esse fundo passou a ser usado em projetos de geração, transmissão, distribuição, eficiência energética, iluminação pública e universalização do serviço de energia elétrica (ELETROBRAS, 2016).

Durante as décadas de 1980 e 1990, intensificaram-se os conflitos entre concessionárias e cooperativas, na medida em que estas expandiam-se e passavam a atender mercados mais atraentes, como o urbano e o industrial, concorrendo diretamente com a concessionária local. De acordo com Souto e Loureiro (1999), “os incentivos fiscais, que as cooperativas possuem, as tornam competidoras temíveis pela concessionária. Em alguns casos gerando a duplicação de rede”. Para garantir o crescimento, muitas pararam de estabelecer barreiras de entrada.¹⁰

¹⁰ Muitas cooperativas possuem barreiras de entrada e saída. SCHUBERT (2012) relata que nas cooperativas de leite de Santa Catarina, para fazer parte delas, o sócio precisa ser aprovado pela assembleia, além disso, é exigido que o sócio compre cotas-parte da cooperativa. Além das salvaguardas contratuais, há também as morais: aqueles que vendem leite fora da cooperativa sofrem assédio moral por parte dos cooperados.

3. PROCESSO DE REGULARIZAÇÃO E CICLOS TARIFÁRIOS

3.1 REGULARIZAÇÃO DAS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL COMO AGENTES PÚBLICOS

As cooperativas de eletrificação rural passaram a ter um caráter legal, como agentes do setor elétrico, a partir do Decreto nº 41.019/1957, que regulamenta a Código de Águas, no qual são citadas como agentes atuantes no processo de expansão do setor elétrico (PELEGRINI 2003). Além desse decreto, o Estatuto da Terra, definido pela Lei nº 4.504/1964, é um marco regulatório importante para a eletrificação rural. Nele, foi definido pela primeira vez o que é eletrificação rural e destacou-se a importância da participação das cooperativas nesse processo.

Contudo, a primeira vez que as cooperativas de eletrificação rural foram classificadas como agentes do setor público foi com a edição do Decreto nº 1.033/1962. Por meio deste, as cooperativas seriam reconhecidas pelo Ministério de Minas e Energia como permissionárias ou concessionárias de uso exclusivo.

Nesse período, começaram os primeiros conflitos entre concessionárias de energia elétrica e cooperativas de eletrificação rural. Com o crescimento das áreas antes rurais, o negócio, que antes era considerado não lucrativo, passou a ser atrativo em termos financeiros (PELEGRINI 2003).

Por essa razão, nasceu o Decreto nº 62.655/1968. Em meio a um Estado de Direito no qual o serviço público era prestado por estatais, as cooperativas, agora permissionárias, passaram a fazer parte de um regime de exceção. O Decreto tinha como intenção delimitar de modo mais preciso a atuação das cooperativas, definindo com precisão o que é eletrificação rural. O Decreto estabelecia que as permissionárias só poderiam atender o público rural em condições específicas (PELEGRINI, 2003).

Sem fiscalização, as cooperativas implantadas logo desenvolveram um mercado que passou a se expandir. O crescimento natural, tanto no campo como nas cidades, propiciou que atendessem um mercado distinto do permitido no Decreto nº 62.655/68 (PELEGRINI, 2003).

A década de 1990 foi marcada pela reestruturação do setor elétrico. Nesse novo modelo, havia um incentivo à privatização das concessionárias de distribuição, em especial, daquelas extremamente atingidas pela crise financeira.

Dessa forma, em 7 de julho de 1995, foi promulgada a Lei nº 9.074/1995, que disciplinou a reestruturação do setor elétrico brasileiro. Dentre outras medidas, foi instituído o estatuto da permissão¹¹ para as cooperativas de eletrificação rural que se caracterizassem por prestar serviço público. Diferentemente do que já havia ocorrido com o Decreto nº 62.655/1968, neste caso, a cooperativa seria prestadora de serviço público e teria que assinar um contrato de prestação de serviço com a União. Seriam regularizadas como permissionárias as cooperativas que prestassem serviço a público indistinto (cooperados e não cooperados), sendo que aquelas que não se enquadrassem nessa situação seriam consideradas autorizadas de serviço público.¹²

A regularização foi feita por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Para isso, a Agência promulgou a Resolução nº 333/1999, disciplinando o processo de regularização das cooperativas constante da Lei nº 9.074. As cooperativas de eletrificação rural existentes seriam fiscalizadas e aquelas que se enquadrassem como permissionárias deveriam assinar o contrato de permissão com a União.

O processo de regularização das permissionárias foi extremamente questionado juridicamente. De acordo com o art. 175 da Constituição, a outorga por meio de concessão ou permissão só seria possível por meio de licitação. Contudo, nesse caso, a prorrogação das concessões vigentes também estaria em risco, o que inviabilizaria os processos de privatização à época.

A Associação Brasileira de Distribuidora de Energia Elétrica - ABRADDEE entrou com uma ação judicial contra o processo, que culminou com o atraso das regularizações. O principal questionamento feito pela Associação era sobre a possibilidade de qualquer conjunto de consumidores poder ser classificado como distribuidor autorizado.

Essa questão foi sanada após a edição da Resolução ANEEL nº 012/2002, que, dentre outras melhorias, delimitou melhor o objeto para a autorização. Nesse caso, apenas as cooperativas que atendessem um público apenas rural e de 100% de cooperados poderiam ser objeto de autorização. Esse instituto não poderia ser adotado por grupo de consumidores urbano.

¹¹ A diferença entre Permissão e Concessão está na precariedade do contrato. O contrato de permissão é considerado um contrato de adesão e normalmente não há previsão de reversibilidade dos bens. No caso dos contratos de permissão de distribuição de energia elétrica, estes são muito parecidos com os de concessão por haver previsão de indenização em caso de reversibilidade e cláusulas de garantia de equilíbrio econômico-financeiro.

¹² A diferença da Autorização e Permissão é que, na primeira, não é exigida a obrigação contratual em contrapartida, além de não ser garantido o equilíbrio econômico-financeiro. Além disso, a Permissionária possui a exclusividade ao atendimento da área de permissão, enquanto a autorizada, não.

Assim, para o serviço de distribuição de energia elétrica, as instituições jurídicas de autorização e permissão de serviço público são exclusivas para as cooperativas de eletrificação rural.

Mais tarde, a Resolução Normativa nº 205, de 22 de novembro de 2005, estabeleceu os procedimentos e as condições para a regularização das cooperativas em permissionárias. Dentre as condições, destacam-se a assinatura de contratos de energia e uso do sistema de distribuição com as concessionárias supridoras da energia, bem como o fornecimento de informações à ANEEL para o cálculo tarifário e o estabelecimento de desconto de suprimento.¹³

Todo processo de regularização demorou cerca de 9 anos, nos quais foram definidas as áreas de atuação de cada permissionária e a tarifa que garantisse o equilíbrio econômico financeiro da permissão. Por fim, em 20 de junho de 2008, foi assinado o primeiro contrato de permissão entre a União e a Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural do Alto do Paraíba – CEDRAP. Das 240 cooperativas previstas pela ANEEL para serem regularizadas, apenas 51 o foram; destas, 38 como permissionárias e 14 como autorizadas. Ainda existem 17 processos de regularização em andamento (MURANETTO, 2015). A *Tabela 2 - Regularização das Cooperativas de Eletrificação Rural* mostra um resumo desse processo.

Tabela 2 - Regularização das Cooperativas de Eletrificação Rural

Situação das Cooperativas de Eletrificação Rural em 1º/9/2016							
Região	Estado	Número de processos instaurados	Regularizadas		Processos em Andamento		Processos Arquivados
			Permissionária	Autorizada	Permissionária	Autorizada	
N	RO	1					Indeferido ¹⁴
	PA	1					Indeferido
NE	CE	12					Indeferido
	MA	7					Indeferido
	PI	8					Indeferido
	RN	8					Indeferido
	PB	8					Transferidos para SAELPA
	PE	12					Ativos adquiridos pela Celpe
	SE	1	1				
CO	GO	14					Vendidas a Celg
	MT	1				1	

¹³ A legislação brasileira estabelece que uma distribuidora de energia elétrica deve comprar energia em leilões promovidos pelo MME, porém, as distribuidoras que consomem menos de 500GW, incluindo as permissionárias, podem comprar a energia direto da concessionária que as suprem.

¹⁴ Os processos foram indeferidos por falta de informação da cooperativa, ausência de qualidade da rede elétrica e falta de sanidade financeira (SCT/ANEEL).

Situação das Cooperativas de Eletrificação Rural em 1º/9/2016							
Região	Estado	Número de processos instaurados	Regularizadas		Processos em Andamento		Processos Arquivados
			Permissionária	Autorizada	Permissionária	Autorizada	
	MS	4		4			
SE	MG	4					Indeferido
	RJ	5	1		2		2 processos indeferidos
	SP	17	10	4	2		1 incorporada por outra cooperativa
S	PR	7	1	3	1	2	
	SC	21	17		4		
	RS	16	8	2	5		1 incorporada por outra cooperativa
Total		147	38	13	14	3	68
Total Parcial			51		17		68

Fonte: SCT/ANEEL

Entre o período de 2008 e 2010, foram assinados 38 contratos de permissão entre a União e as cooperativas de eletrificação rural. As tarifas passaram a ser definidas pela ANEEL, tanto para a compra da energia como para o fornecimento. Essas tarifas foram estabelecidas pelo programa computacional para coleta de dados - SINCOOR (ANEEL, 2011).

A metodologia utilizada pelo SINCOOR teve como premissa que as permissionárias estariam em equilíbrio econômico em 2003, quando a cooperativa definia a sua própria tarifa. Com o intuito de manter os custos gerenciáveis no ano de 2003, os gastos foram estimados por meio do Balanço Geral Contábil apresentado pela cooperativa, a partir da diferença entre a receita de venda de energia e as despesas com a energia comprada (ANEEL, 2011).

Outro ponto chave do SINCOOR foi que a fixação das tarifas médias não fossem nem superiores nem inferiores a 20% da tarifa da principal supridora. Para isso, foram estabelecidos descontos no preço da energia de suprimento de até 80%. Após os cálculos, os descontos chegaram a ser superiores aos descontos que existiam antes da regularização (PELEGRINI, CARVALHO, *et al.*, 2015).

Entretanto, em 2002, foi dado o primeiro passo para a retirada dos descontos das tarifas de suprimento das permissionárias: o Decreto nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002, que estabeleceu que os descontos seriam reduzidos a cada ano a partir da Segunda Revisão Tarifária, à razão de 25% até a sua extinção. Essa medida foi implementada de forma a incentivar a eficiência da permissionária.

Nos contratos, foi estabelecido que a permissionária teria reajustes anuais e revisões tarifárias quadrienais. Nos reajustes, são realizadas as correções inflacionárias e o repasse dos custos considerados não gerenciáveis como custos de energia. Na revisão tarifária, são revistos os custos gerenciáveis pela permissionária, como operação e manutenção, o que objetiva não só garantir o equilíbrio econômico-financeiro da permissão, assim como fazer com que a empresa busque a eficiência na sua gestão.

3.2 PRIMEIRO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA

Após a regularização das cooperativas como permissionárias, as tarifas iniciais foram anualmente reajustadas pelo IPCA. De acordo com os contratos de permissão, as primeiras revisões deveriam ser realizadas em 2012, contudo, após uma longa discussão com as cooperativas, as primeiras revisões foram realizadas em 2013.

3.2.1 Metodologia Adotada

A metodologia utilizada foi semelhante à das concessionárias de distribuição. O modelo de concessão de serviços públicos de energia elétrica no Brasil consagrou um regime tarifário denominado Regime de Preços Máximos (*price-cap*). O serviço de distribuição regulado pelo preço máximo segue regras econômicas (custos operacionais eficientes, remuneração adequada) definidas em revisão tarifária e preservadas nos reajustes tarifários, cuja finalidade é reproduzir, no desempenho das empresas reguladas, os resultados que seriam obtidos em mercados competitivos (ANEEL, 2011).

Uma das características do Regime de Preços Máximo é a de ser um regime por incentivos, pois a regra de fixação de preços máximos estimula as distribuidoras a reduzirem os custos e se tornarem mais eficientes, a fim de obterem ganhos resultantes entre o custo regulatório e os reais (ANEEL, 2011).

Outra característica é a definição da tarifa por um período de quatro ou cinco anos, atualizada pelo fator inflacionário e que, normalmente, incorpora alguma medida prevista de ganho de produtividade, de forma a repassar ao consumidor o ganho de produtividade a ser perseguido pela empresa regulada (ANEEL, 2011).

No modelo de regulação do sistema de distribuição, os custos são classificados em não gerenciáveis pela distribuidora e gerenciáveis. Os custos não gerenciáveis são chamados de Parcela A, são eles, os custos com a compra de energia, o transporte e encargos setoriais. Por

serem custos sob os quais a distribuidora tem menor gestão, são repassados diretamente à tarifa.

Já os gerenciáveis são considerados a Parcela B, como despesas operacionais e nível de investimento. São custos que a distribuidora possui total gestão. Logo, os principais mecanismos de regulação por incentivos são considerados na Parcela B (ANEEL, 2011).

Anualmente, a Parcela B é atualizada, nos reajustes tarifários, por uma fórmula paramétrica que considera os efeitos da variação de mercado, o índice de correção monetária e a medida de produtividade: o Fator X. Este último é definido na revisão tarifária como uma forma de estimular a eficiência da empresa (ANEEL, 2011).

Em um período de 4 a 5 anos, a distribuidora pode se apropriar do ganho de eficiência gerado por uma Parcela B fixa, constituindo-se em incentivo para a busca de gestão eficiente dos custos de uma empresa regulada. Na medida em que o estabelecimento da tarifa se dá durante um período de tempo predeterminado, a remuneração do capital investido na prestação de serviço não é predeterminada, mas pode ser superior à remuneração regulatória como resultado, por exemplo, da redução de custos e de gestão mais eficiente (ANEEL, 2011).

Ao final do ciclo de 4 a 5 anos, a Parcela B é reavaliada com o intuito de capturar os ganhos de eficiência alcançados pelas empresas ao longo do ciclo, de forma que os usuários, também, sejam beneficiados pela maior eficiência alcançada pela distribuidora além do previsto originalmente (ANEEL, 2011).

A proposta para a metodologia do primeiro ciclo de revisão tarifária das permissionárias (ICRTCP) foi feita por meio de simplificações com relação à metodologia que já era adotada para as concessionárias (ANEEL, 2011).

Os principais objetivos do primeiro ciclo de revisão tarifária foram:

- a) Adoção de incentivos à eficiência, como o Fator X;
- b) Limitação da assimetria de informação;
- c) Transparência e reprodutibilidade;
- d) Simplicidade do método; e
- e) Compromisso entre nível de desconto de uso e tarifa final do consumidor – estabelecimento de desconto na TUSD, de forma que a tarifa final da permissionária não seja 110% superior à tarifa da concessionária supridora de energia elétrica.

A Parcela B compreende os custos relativos à atividade de distribuição de energia elétrica. São eles: os custos operacionais, remuneração e depreciação dos investimentos feitos e os custos anuais das instalações móveis e imóveis (anuidades regulatórias) (ANEEL, 2011).

Os custos operacionais englobam: (ANEEL, 2012)

1. – Custos Administrativos;
2. - Operação e Manutenção; e
3. - Processos Comerciais.

Para fins de modelagem, considera-se que os custos de Operação e Manutenção (O&M) variam proporcionalmente à quantidade de ativos, enquanto os custos com Processos Comerciais (COM), variam com a quantidade de usuários. Estes são considerados custos variáveis que uma distribuidora pode ter (ANEEL, 2011).

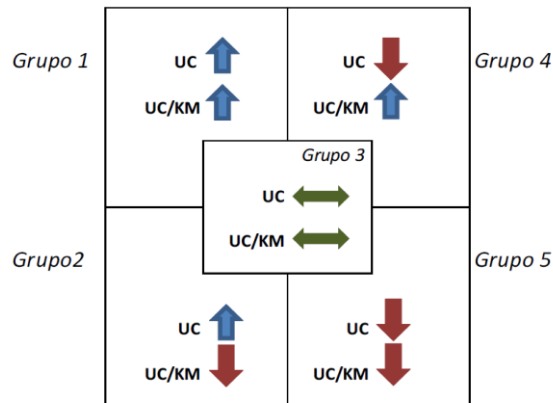
Os custos administrativos (AM), por outro lado, não variam com o número de usuários, ativos físicos ou mercado atendido. Assim, podem ser considerados custos fixos, e caracterizam-se por ganhos crescentes de escala. Em outras palavras, são mais representativos em distribuidoras de pequeno porte (ANEEL, 2011).

Os custos operacionais foram estimados com os dados das permissionárias mais eficientes (50% mais eficientes). Para isso, as permissionárias foram separadas em 5 grupos de acordo com a dispersão das unidades consumidoras (UC/KM) e o número de unidades consumidoras (UC):

- Grupo 1- composto com as permissionárias com condições mais favoráveis, ou seja, um número alto de unidades consumidoras e a maior concentração deles;
- Grupo 2- alto número de consumidores, porém, um baixo número por km de rede;
- Grupo 3 - composto por permissionárias de médio porte em termos de número de consumidores e quantidade destes por km de rede;
- Grupo 4 – composto por permissionárias com baixo número de consumidores, mas uma alta concentração deles em uma pequena área; e
- Grupo 5 –as empresas em condições menos favoráveis.

A Figura a seguir resume os critérios de divisão de grupos (ANEEL, 2012).

Figura 5 - Critérios para a definição de *Clusters*



Fonte: ANEEL (2012)

Para cada grupo de permissionárias, foram selecionadas aquelas situadas entre os 50% menores custos operacionais por unidade de consumidores (CO/UC), resultando na amostra de 26 permissionárias, para as quais foi estimada a regressão por Mínimos Quadrados Ordinários entre a variável CO/UC, e as variáveis UC e UC por quilômetro de rede de distribuição (UC/KM) (ANEEL, 2012).

Tabela 3¹⁵- Divisão dos Grupos em termos de vantagem comparativa

¹⁵ Este estudo inclui também as permissionárias em processo de regularização.

Grupos	Cooperativa	UC	UC/KM	Grupos	Cooperativa	UC	UC/KM	
Grupo 1	CERTEL	51.741	9,72	Grupo 4	CEGERO	5.115	9,42	
	CETRIL	21.526	12,10		CERGRAL	5.071	13,21	
	COOPERA	18.714	27,07		CEJAMA	4.853	7,40	
	CERSUL	15.856	7,21		CERIS	4.667	10,01	
	CERGAL	14.657	29,74		CERRP	4.558	7,19	
	CERBRANORTE	14.425	12,39		CERES	3.961	11,43	
	CERCI	13.040	9,42		CERTREL	3.552	7,83	
	CEPRAG	11.635	11,68		CERMC	1.935	8,68	
	CERMOFUL	10.992	15,38		CEESAM	1.091	11,05	
Grupo 2	COPREL	46.960	2,73		CERNHE	2.018	9,53	
	CERMISSOES	23.828	4,62		Grupo 5	COOPERSUL	4.442	2,67
	CERTAJA	22.404	5,35			CERGAPA	3.157	5,83
	CRELUZ	20.031	4,46	CERVAM		3.032	6,04	
	CERFOX	14.520	3,72	CERAL ANITAPOLIS		2.669	4,22	
	COOPERLUZ	13.590	2,81	CEDRI		2.416	5,70	
	CERILUZ	12.660	4,22	CERPRO		1.290	2,20	
	CEREJ	10.112	5,11	CERSAD		1.033	5,63	
Grupo 3	CERACA	9.247	4,90	COOPERMILA		962	3,85	
	CERPALO	9.504	16,96	CERAL DIS		873	1,70	
	CERIPA	9.117	13,63	ELETRORURAL		534	2,10	
	COOPERCOCAL	9.079	14,37	CERAL ARARUAMA		4.735	1,16	
	CEMIRIM	8.136	7,17					
	CERIM	7.834	9,98					
	CERTHIL	7.586	2,79					
	COORSEL	6.817	5,54					
	CRERAL	6.596	3,02					
	COOPERZEM	6.535	6,20					
	CEDRAP	4.720	5,60					
	COOPERNORTE	4.503	6,14					

Fonte: ANEEL(2012)

Dessa forma, foi estabelecido que o custo operacional por unidade consumidora seria calculado pela seguinte fórmula paramétrica, resultado da regressão: (ANEEL, 2012)

$$CO/UC (i) := 598,43 \times 0,9999886^{UCi} \times 0,994537^{UC/KMi} \quad (1)$$

Onde,

CO/UC (i): Custo Operacional por Unidade Consumidora Regulatório da Permissionária i;

UCi: Número de Unidades Consumidoras da Permissionária no 6º (sexto) mês anterior ao mês da revisão tarifária; e

UC/kmi: Número de Unidades Consumidoras por Quilometro de Rede Total no 6º (sexto) mês anterior ao mês da revisão tarifária.

Por fim, aos custos operacionais são acrescidas as Receitas Irrecuperáveis (RI). Elas se definem pela parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores.

Os Custos de Capital são compostos pela remuneração e pela quota de reintegração regulatória (depreciação). Estes custos são calculados por meio da Base de Remuneração Regulatória – BRR, que representa o valor dos ativos de uma distribuidora. Na metodologia adotada no primeiro ciclo das permissionárias, o cálculo da BRR foi realizado com o Banco de Preços simplificado da distribuição SISBASE-P (ANEEL, 2012).

O custo de remuneração de capital (RC) é calculado pela multiplicação da BRR, descontada da depreciação acumulada pela Custo médio de capital ponderado (WACC). Esse custo é uma ponderação entre os custos de capital próprio e de terceiros (ANEEL, 2012).

O Custo de Capital próprio foi estimado com base na média histórica da permissionária em 3,62% a.a., a preços de 2012. Já para o custo de capital de terceiros, foi considerado o valor estipulado na Lei do Cooperativismo (Lei Nº 5.764/1071), que estabelece que uma cooperativa não pode remunerar seus sócios ou terceiros em mais de 12%. Esse valor deflacionado pelo IPCA resultou em 5,82% a.a., a preços de 2012 (ANEEL, 2012).

Assim,

$$r_{WACC} = (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \quad (2)$$

Onde,

r_{WACC} : Custo Médio Ponderado de Capital após impostos, em termos reais;

r_p : Custo do Capital Próprio Nominal;

r_d : Custo da Dívida Nominal;

P: Capital Próprio;

D: Capital de terceiros; e

V: Soma dos Capitais.

O resultado final é um custo médio ponderado de capital real de 3,77%, depois de impostos (ANEEL, 2012).

A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) equivale à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados. Esta tem por finalidade recompor os ativos referentes à prestação do serviço ao longo da sua vida útil. A QRR é calculada pela multiplicação da BRR pela taxa média de depreciação regulatória (ANEEL, 2012).

A Taxa Média de Depreciação Regulatória foi calculada com a média das concessionárias de distribuição com menos de 1TWh à época dos estudos realizados, e resultou no valor de 4% a.a., que foi utilizado para todas as permissionárias.

Por fim, outros custos importantes considerados na parcela B são os custos anuais com alugueis, sistemas e veículos. Estes custos compõe a Base de Anuidade Regulatória (BAR). Para estimá-los, a ANEEL utilizou-se da curva já adotada para as concessionárias e aplicou redutores de 50%, para alugueis e veículos, e 70%, para sistemas de informática. O órgão regulador entendeu que, por serem empresas menores, necessitavam de menos investimentos nesses itens.

A BAR é rateada na seguinte proporção para cada um dos ativo que a compõem:

Tabela 4 - Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Alugueis (BAR _A)	25%
Veículos (BAR _V)	25%
Sistemas (BAR _I)	50%

Fonte: ANEEL (2013)

A partir da BAR, são estimados os Custos de Anuidade de Alugueis, Veículos e Sistemas de Informática, com base na seguinte equação:

$$CAA_i = BAR_i \cdot \left[\frac{1}{VU_i} + \frac{r \cdot WACC \cdot PRE}{2} \right] \quad (3)$$

Onde,

CAA: Custo Anual de Alugueis, Veículos ou Sistema de Informática;

i: equivale ao ativo que está sendo calculado, seja ele: alugueis, veículos e sistema de informática;

BAR é a BAR equivalente de cada um dos ativos; e

VU: Vida Útil.

A Parcela B é a soma dos três custos: (i) operacional, (ii) de capital e, (iii) anuidade.

Face à grande variação dos custos entre as permissionárias, foi estipulado um limite de +/-30% de variação para a Parcela B em relação ao processo tarifário anterior à revisão.

Foi adotado também um percentual de ajuste de mercado que visa absorver os ganhos de escala decorrentes do crescimento de mercado. Nesse caso, foi adotado o mesmo percentual das concessionárias.

Por fim, foi estabelecido um fator X como a soma do índice de produtividade das concessionárias e do limite T. Este último é estabelecido com base no percentual que foi limitado da parcela B, não podendo ser superior a +/- 2%.

Um outro ponto de destaque é o estabelecimento de desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD¹⁶. Um percentual de desconto para a tarifa de uso da distribuição foi estabelecido sob a premissa de que a tarifa média da permissionária não poderia exceder em 110% a tarifa da principal supridora¹⁷. Este desconto foi limitado a 70%, e baseia-se na média de descontos concedidos às concessionárias que consomem menos que 500GWh ano.

3.2.2 Resultados da Primeira Revisão Tarifária das Permissionárias Distribuidoras de Energia Elétrica

Após duas audiências públicas e um ano de atraso, foi finalmente aprovada a metodologia de cálculo para o primeiro ciclo de revisão tarifária das permissionárias, por meio da Resolução Normativa nº 553, de 5 de março de 2013. Contudo, devido a recursos contra esta Resolução, a metodologia só pôde ser aplicada em junho de 2013, quando foi realizada a primeira revisão tarifária de permissionárias.

Entre 2013 e 2014, foram realizadas as revisões de todas as permissionárias de energia elétrica, sendo que, das 38, 26 foram retroativas a 2012. No caso das retroativas, as revisões tiveram efeito para o consumidor apenas após o primeiro reajuste tarifário pós revisão. A Tabela a seguir mostra o resultado total da revisão.

¹⁶ A Tarifa de suprimento é composta por duas componentes: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e a Tarifa de Energia – TE. A TUSD tem por objetivo remunerar os ativos de distribuição, já a TE visa remunerar os custos de energia e encargos setoriais.

¹⁷ Principal supridora é aquela de quem a permissionária compra a maior parte de sua energia.

Tabela 5- Resultado do Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária das Permissionárias

Componentes	Total	Média	Máximo	Mínimo
CAOM¹⁸ = CO + RI	R\$ 221.934.464,99	R\$ 5.840.380,66	R\$ 21.249.082,78	R\$ 567.564,63
CAA = RC + QRR + CAIMI¹⁹	R\$ 143.344.943,28	R\$ 3.772.235,30	R\$ 24.948.288,11	R\$ 371.671,10
Parcela B Total	R\$ 365.279.408,27	R\$ 9.612.616,01	R\$ 44.467.075,60	R\$ 1.089.945,64
Variação Média em relação ao último reajuste		-7,12%	138%	-63%
Parcela B Com limite +/- 30%	R\$ 385.125.497,64	R\$ 10.134.881,52	R\$ 44.467.075,60	R\$ 1.089.945,64
Parcela B * (1-Pm²⁰) (R\$)	R\$ 380.696.554,42	R\$ 10.018.330,38	R\$ 43.955.704,23	R\$ 1.077.411,27
Variação da PB pós ajustes		-9%	29%	-31%
IRT²¹		-1,90%	27%	-25%

Fonte: (ANEEL, 2016)

Observa-se que, se não fosse a trava de 30% na variação da Parcela B, haveria empresas com reposicionamento tarifário maior que 100% e menores que -50%. Entretanto, essas variações não são inesperadas, uma vez que os custos de gerenciamento, custos equivalentes à Parcela B, foram calculados no processo de regularização em 2003 por meio de informações contábeis das cooperativas. Esses custos eram anualmente atualizados pelo índice de correção monetária (IGP-M).

As dificuldades no primeiro ciclo começaram na elaboração da metodologia. A Nota Técnica nº 14/2011-SRE/ANEEL, de 27 de janeiro daquele ano, que instruiu a abertura da 1ª da audiência pública 019/2011, ressaltou as dificuldades em obter informações sobre as cooperativas permissionárias.

Em vários pontos da metodologia, a ANEEL utilizou-se de dados das concessionárias de menor porte, entretanto, estas são diferentes das cooperativas não só em termos de porte, mas também em forma de operação. Praticamente, utilizou-se de informações das permissionárias apenas para o cálculo dos custos operacionais e do Custo Médio Ponderado de Capital.

Para tentar igualar os custos de concessionárias com os das permissionárias, o agente regulador chegou a utilizar-se de parâmetros redutores no cálculo dos custos de anuidade. Na Nota Técnica nº 220/2015-SRM/SGT-ANEEL, de 14 de outubro de 2015, o agente regulador destaca as dificuldades em estimar os custos eficientes para as cooperativas permissionárias:

¹⁸ CAOM é o Custo de Operação e manutenção; CO é custo de operação e RI são as Receitas Irrecuperáveis.

¹⁹ CAA é o Custo Anual de Ativos; RC – Remuneração de Capital; QRR- Quota de Reintegração Regulatória; e CAIMI – Custo Anual de Instalações Móveis e Imóveis (anuidades).

²⁰ Pm – Fator de Ajuste de Mercado.

²¹ IRT – Índice de Reposicionamento Tarifário – calculado com base na variação esperada de receita da permissionária.

“Existem desafios de duas naturezas envolvidas. A primeira é considerar as particularidades das áreas onde elas atuam, caracterizadas pela baixa densidade demográfica e poucos consumidores. Nesses casos, as características dessas áreas são determinantes do custo final, dificultando a comparação entre elas. A segunda se refere aos próprios dados das cooperativas, em particular dos custos contabilizados. Esses desafios implicam em um risco substancial de imprecisão na definição dos níveis tarifários.”

Esses desafios também são relatados por Pelegrini, Carvalho, *et al.* (2015). Em seu trabalho de pesquisa, diagnosticaram falha de grande parte das permissionárias em informar dados à ANEEL, muitas confundiram os custos de capital (CAPEX) com custos de operação (OPEX), o que pode ter distorcido as estimativas de custos eficiente calculadas neste primeiro ciclo.

De fato, o processo tarifário exige um grande fluxo de informação a ser prestada ao regulador e um alto nível de controle interno, o que representou um desafio para as permissionárias, apesar do esforço do órgão regulador em simplificar a metodologia (ANEEL, 2015).

Está claro que os anos de operação sem qualquer relacionamento com qualquer órgão regulador trouxeram dificuldades para o relacionamento entre cooperativas e Agência Reguladora. Essas dificuldades apareceram durante a discussão do primeiro ciclo de revisão tarifária e durante o processamento das revisões.

3.3 SEGUNDO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA

Diante das dificuldades com o primeiro ciclo de revisão tarifária, no segundo ciclo, a ANEEL buscou inovar. A metodologia proposta estabelece que a permissionária poderá requerer a sua parcela B desde que os seus associados estejam de acordo com a solicitação. A Parcela B estará limitada à Parcela B²² do processo tarifário de 2015, acrescida de 20% (ANEEL, 2016).

3.3.1 A Metodologia para 2º. Ciclo

A metodologia para o segundo ciclo teve origem em uma vertente da regulação econômica chamada de Regulação Econômica Leve (*Light-Handed Regulation*), que tem por objetivo dar mais flexibilidade aos regulados e reduzir os custos regulatórios (ANEEL, 2015).

²² Este limite será atualizado anualmente pelo IPCA e pela variação de mercado da permissionária.

A regulação faz-se necessária quando há a necessidade de corrigir uma falha de mercado. No caso da distribuição de energia elétrica, por ser um monopólio natural, há a necessidade de uma regulação mais presente. Nessa condição, o consumidor tem pouca ou nenhuma alternativa em substituir o produto de forma economicamente viável, o que leva as empresas monopolistas a praticar preços elevados (ANEEL, 2015).

Outro ponto a ser considerado é relacionado à eficiência técnica e econômica. Empresas monopolistas têm menos incentivo para reduzir os custos e melhorar a qualidade do serviço, isso em comparação a uma empresa submetida à concorrência de mercado. A depender da sua forma de governança, as empresas podem operar com uma estrutura de custos mais elevada e com qualidade subótima (ANEEL, 2015).

Especificamente, no caso das cooperativas, os sócios são os próprios consumidores, o que reduz o risco de a distribuidora praticar custos de monopolista. Ademais, o fato de eles participarem da gestão da cooperativa pode levar a decisões mais eficientes. Em suma, tal condição faz com que a necessidade de interferência do poder público seja menos necessária. De fato, até 2003, as cooperativas estabeleciam sua própria tarifa sem qualquer interferência de um órgão regulador (ANEEL, 2015).

Contudo, as cooperativas permissionárias de distribuição são compostas por um público de cooperados e não cooperados. Para o público de não cooperados, a cooperativa tende a funcionar como uma empresa monopolista (ANEEL, 2015).

Em termos de público total, o percentual de não cooperados é baixo, representando 6% do número total de consumidores e 5% do consumo de energia. A

Figura 6 - Participação dos consumidores cooperados e não cooperados no mercado das cooperativas permissionárias demonstra essa situação.

Figura 6 - Participação dos consumidores cooperados e não cooperados no mercado das cooperativas permissionárias



Fonte:

ANEEL (2015)

Deve-se destacar que algumas cooperativas permissionárias possuem um baixo percentual de cooperados entre os seus consumidores, podendo chegar a 34%, que é o caso da *Ceripa*.

Com base nessa discussão, a ANEEL desenvolveu a metodologia para o segundo ciclo de revisão das permissionárias. A ideia central foi dar mais autonomia para que as cooperativas pudessem gerenciar os próprios custos.

No regime de preço-teto, existe uma alternância entre revisão e reajuste, conforme já descrito anteriormente. Essa alternância busca criar uma janela temporal de incentivos econômicos para a redução de custos a partir do reajuste da parcela B, seguida de revisões periódicas para o reestabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro e captura de ganhos de eficiência (ANEEL, 2015).

Na metodologia adotada para o segundo ciclo, os sócios da permissionária são responsáveis por garantir a eficiência e o equilíbrio econômico-financeiro da mesma, assim não há necessidade de uma revisão tarifária que reveja os custos da permissionária a cada

quatro anos. A ideia é que os cooperados gerenciem a sua tarifa por meio da solicitação da Parcela B anualmente (ANEEL, 2015).

Para proteger o público de não cooperados, foram adotadas três medidas: (i) limite para a Parcela B, (ii) a definição da Estrutura Tarifária pela ANEEL e (iii) a possibilidade de a ANEEL impor a tarifa. A Parcela B solicitada pela permissionária não poderá exceder o limite de 20% superior à Parcela B do reajuste de 2015. Esse limite será anualmente atualizado pela ANEEL, por meio do IPCA e pela variação de mercado. Caso a permissionária tenha custos superiores ao limite estabelecido, esta deverá dividir os custos excessivos entre os cooperados.

A estrutura tarifária define a forma com que os custos da permissionária serão rateados entre os diversos consumidores de diversos níveis tarifários. Esta segue a premissa de quem usa mais a rede deve pagar mais por ela. Permitir que a cooperativa estabeleça os seus critérios de rateio poderia levar a subsídios cruzados. Assim, nessa metodologia, a estrutura é definida pela ANEEL.

A estrutura pode ser definida de duas formas: as permissionárias podem solicitar que seja adotada a metodologia das concessionárias²³, que estabelece a campanha de medidas²⁴ para verificação do impacto que cada tipo de consumidor traz à rede de distribuição. Como resultado da campanha é possível saber que agentes utilizam mais a rede de distribuição e alocar os custos para eles. Contudo, esses estudos tendem a ser caros e demandam tempo da distribuidora e do órgão regulador. A outra forma é a adoção da estrutura da principal supridora, uma forma mais simples, e que pode levar a distorções de custos.

No caso da estrutura tarifária, mudá-la constantemente pode levar a impactos indesejáveis para o consumidor, como alterações constantes do horário de funcionamento de uma planta industrial para evitar preços elevados de energia em um determinado momento. Assim, a metodologia propôs que a estrutura só pudesse ser alterada durante as datas já estabelecidas para a revisão tarifária (ANEEL, 2015).

Para garantir que os associados da cooperativa tenham a melhor informação sobre a tarifa, foi exigido que as permissionárias informassem aos associados sobre o impacto tarifário da Parcela B solicitada (ANEEL, 2015).

²³ Definida no Módulo 7 do Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET.

²⁴ Na campanha de medidas, são realizadas medições de energia elétrica em pontos específicos da rede de distribuição para conhecer o comportamento dos consumidores. Esses dados são utilizados para construção da estrutura tarifária. Essa campanha deve seguir o Módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST. A distribuidora *João César* informou que gastou 116 mil reais na campanha de medidas para o processo de revisão tarifária de 2016.

A fim de permitir que as permissionárias pudessem simular as tarifas com maior precisão e discutir com os seus associados o real impacto da nova Parcela B na tarifa, propôs-se uma nova data de aniversário de um mês após a data de aniversário da supridora. Assim, a permissionária tem acesso a todos os custos de Parcela A com tempo suficiente para discutir os custos de Parcela B que será proposta à agência com os associados (ANEEL, 2015).

Caso não haja consenso entre os cooperados ou qualquer problema com os dados encaminhados pela permissionária, a ANEEL pode estipular uma parcela B e dar prosseguimento ao processo tarifário (ANEEL, 2015).

A adoção da nova metodologia é realizada por meio da assinatura de um novo termo aditivo ao contrato de permissão. Ocorre que a forma de atualização dos custos das Parcela A e B constam do contrato de permissão, bem como as datas de aniversários e a previsão de revisão tarifária, ou seja, a nova metodologia só pode ser adotada caso a permissionária concorde com a assinatura do novo termo aditivo.

Caso alguma permissionária não concorde com a nova metodologia, a proposta da ANEEL seria a de adotar a metodologia de cálculo do primeiro ciclo com pequenas alterações.

3.3.2 Resultado do segundo ciclo de revisão tarifária das permissionárias

Das 38 permissionárias, 7 decidiram não assinar o novo termo aditivo ao contrato de permissão e, por não assinarem, estão submetidas à antiga metodologia que prevê uma regulação mais forte, são elas:

Tabela 6 - Permissionárias que não assinaram novo termo aditivo

Permissionária	Estado	Percentual de Cooperados
CEDRAP	SP	67,2%
CERCOS	SE	78,5%
CERIM	SP	59,0%
CERIS	SP	63,3%
CERNHE	SP	78,0%
CETRIL	SP	89,2%
CERP	SP	48,0%

Fonte: Elaboração da autora com base nos dados extraídos do Processo Administrativo nº: 48500.002288/2015-37 da ANEEL

Observa-se que com exceção da *Cercos*, todas estão no Estado de São Paulo. Um outro ponto de destaque é que a maioria possui um percentual de cooperados menor que 80%. Uma das possíveis explicações é que, com a metodologia do primeiro ciclo, as permissionárias conseguiriam uma Parcela B superior ao limite imposto para o segundo ciclo. Uma outra explicação seria que os próprios cooperados preferem ter a tarifa regulada pela ANEEL, em razão da característica monopolista da distribuição. Na Seção 5, será visto que a permissionárias do Sudeste possuem uma heterogeneidade maior entre os seus consumidores, o que pode levar a conflitos internos e ao domínio de um determinado grupo sobre a permissionária, que tendem a agir como monopolistas em relação ao grupo preterido.

Até o momento, só foram realizados 5 processos tarifários com a nova metodologia. O que resulta em poucos dados para análise. A Tabela abaixo mostra a comparação entre a Parcela B solicitada, o limite e a Parcela B do processo tarifário de 2015.

Tabela 7-Variação da Parcela B

Permissionária	Limite	Pedido	Diferença percentual	Parcela B último Reajuste	Variação	IRT	Tipo
Cermissões	R\$ 38.181.436,14	R\$ 31.600.000,00	-17,24%	R\$ 29.438.438,36	7%	-5%	Reajuste
Certel	R\$ 60.236.727,69	R\$ 60.236.171,57	0,00%	R\$ 46.623.234,85	29%	-3%	Reajuste
Ceriluz	R\$ 25.366.007,18	R\$ 25.360.000,00	-0,02%	R\$ 19.021.318,18	33%	2%	Reajuste
Coprel	R\$ 79.679.700,80	R\$ 77.500.000,00	-2,74%	R\$ 60.378.637,39	28%	-2%	Reajuste
Ceral DIS	R\$ 3.193.878,21	R\$ 3.066.605,13	-3,98%	R\$ 2.418.065,61	27%	9%	Revisão

Fonte: Elaboração da própria autora com dados extraídos das planilhas Persas disponibilizadas pela ANEEL (2016).

Ao analisar a tabela acima, observa-se que a Parcela B, em relação ao último processo tarifário, varia em média 25% e, com exceção da *Cermissões*, todas solicitaram uma parcela B próxima ao limite estabelecido. Contudo, mesmo nessa condição, observa-se, nos processos de reajuste, uma variação negativa de 2% na receita requerida pela permissionária. Essa variação deve-se à queda no preço da energia de suprimento e dos encargos que, em função de melhores condições hidrológicas, tiveram uma queda em todo o país em relação a 2015.

Os pedidos de Parcela B tão elevados podem ter ocorridos por duas razões: efeito reverso do primeiro ciclo e funcionamento como monopolista. Os custos de Parcela B estimados pela ANEEL no primeiro ciclo podem ter sido muito aquém da necessidade de funcionamento da permissionária. A segunda razão seria que a permissionária poderia estar funcionando como monopolista em busca de auferir o máximo lucro, nesse caso, a tendência é que a Parcela B solicitada esteja próxima ao limite.

Um caso de destaque é a *Cermissões* que solicitou um aumento de Parcela B de 7%, ou seja, bem abaixo da média de 25%. Ocorre que a tarifa B1 da *Cermissões* já é mais elevada

que a de sua supridora e a quarta mais alta dentre as permissionárias. Caso escolhesse uma Parcela B que impactasse demasiadamente sua tarifa, a *Cermissões* poderia perder cooperados, conseqüentemente, o capital próprio associado a eles

Existem poucos dados para analisar o impacto do segundo ciclo de revisão sobre as permissionárias, entretanto, o que se espera é que as permissionárias solicitem um valor próximo ao limite estabelecido para cobrir os custos típicos de distribuição.

4. AS COOPERATIVAS PERMISSIONÁRIAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL E A TEORIA DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO

Para entender as permissionárias cooperativas de eletrificação rural, é necessário entender como uma firma se forma e razão da existência delas. Nesse sentido, Ronald Coase busca aprofundar, na razão que faz, a origem das firmas e seus limites de produção (DELARMELINA e SALLES, 2014). Coase faz parte de um novo campo de estudo da economia, a Nova Economia Institucional – NEI.

A NEI é composta por dois ramos principais: a Teoria dos Custos de Transação –TCT e a Teoria de Agência - TA. Ambas as teorias são importantes para a análise em tela e serão detalhadas a seguir.

4.1 TEORIA DE AGÊNCIA E CUSTO DE PROPRIEDADE

A Teoria de Agência é um ramo de estudos da Nova Economia Institucional. Assim como a Teoria de Custos de Transação, busca uma análise mais profunda de como as organizações empresariais funcionam.

4.1.1 Teoria de Agência

Jensen e Meckling (1976) definem “a relação de agência como um contrato em que uma ou mais pessoas (principal) compromete-se a outras pessoas (agente) para promover um serviço a favor das partes que envolve a delegação de autoridade de decisão ao agente. ”

Principal e agente buscam maximizar a sua utilidade, por isso existem grandes chances de que o agente não irá agir no melhor interesse do principal. Em função disso é que surgem os custos de agência. São eles: (JENSEN e MECKLING, 1976)

- 1- Custos incorridos pelo Principal para monitorar as ações do agente;
- 2- Custos assumidos pelos agentes para atender a condições exigidas pelo principal;
- 3- Perdas residuais que ocorrem por não haver entendimento entre as partes.

Observa-se que os custos de agência surgem em situações em que existem esforços cooperativos entre duas ou mais pessoas, mesmo que não haja uma relação clara de principal-agente (JENSEN e MECKLING, 1976).

Assim como no caso dos custos de transação, os custos de agência também influenciam a formação da firma, em especial na forma como os sócios participam do funcionamento da organização: seja diretamente, como gerentes, ou indiretamente, como financiadores, delegando a função de gerenciamento para gerentes com conhecimentos específicos, incluindo-se a forma como os riscos do negócio são distribuídos entre os sócios (FAMA e JENSEN, 1983).

Uma organização nada mais é que um conjunto de contratos entre os vários donos do negócio, escritos e não escritos. Estes contratos ou regras internas do jogo determinam os direitos de cada agente dentro da organização, os critérios de performance em que cada agente é avaliado e a função retorno de cada um (FAMA e JENSEN, 1983).

Os dois aspectos centrais apontados nos contratos de uma organização são a natureza dos detentores dos direitos residuais e a alocação dos passos de processo de decisão entre os agentes.

Os contratos estabelecem o limite de risco a que cada agente está exposto, seja por meio de pagamentos fixos, ou incentivos de pagamento de acordo com a performance medida. Contudo, existem riscos que surgem da diferença entre os recursos realmente arrecadados pela empresa e o que foi prometido a cada agente, estes são chamados de *riscos residuais*. Os agentes responsáveis por arcar com esses riscos são chamados *reclamantes residuais*. Além disso, os contratos contêm cláusulas implícitas ou explícitas nas quais, em troca de pagamentos específicos, os agentes concordam que os recursos providos por eles podem ser usados pelos requerentes residuais (FAMA e JENSEN, 1983).

Os requerentes residuais existem em uma organização porque ajudam a reduzir os custos com o monitoramento dos grupos de agentes e a ajustar os contratos de acordo com os riscos causados por outros agentes (FAMA e JENSEN, 1983).

Um outro ponto de impacto na organização da firma é o processo decisório. Em geral, o processo de decisão segue 4 passos básicos: (FAMA e JENSEN, 1983)

- 1- Iniciação - geração de proposta para a utilização dos recursos e estruturação dos contratos;
- 2- Ratificação - escolha das iniciativas a serem implementadas;
- 3- Implementação - execução das decisões ratificadas; e
- 4- Monitoramento - a medição da performance dos agentes e implementação de premiações.

4.1.2 Custo de Propriedade

A partir da Teoria de Agência, Hansman (1988) busca aprofundar o estudo das relações entre o proprietário e a firma, em especial, as em que a propriedade é dividida entre muitos principais e/ou a gerência dividida entre muitos agentes. Esse tipo de organização incorre em grandes custos com conflito de interesse, em especial nas organizações nas quais os grupos de agentes são heterogêneos. Estes custos são determinantes para a eficiência das alternativas de relação de propriedade entre os sócios e a firma (HANSMANN, 1988).

Hansmann (1988) define proprietários da firma como as pessoas que dividem os direitos formais de controlar a firma e de apropriarem-se dos ganhos residuais. Em teoria, os direitos aos ganhos residuais e ao controle da firma podem ser exercidos por pessoas distintas. Entretanto, na prática, isso não ocorre, pois senão aquele em controle da firma teria pouco incentivo para aumentar os ganhos residuais.

Outra definição importante para a teoria é a definição de patrono que se definiriam como todas as pessoas que realizam algum tipo de transação com a firma, seja ao comprar ou vender produtos para a firma, incluindo a venda de capital (HANSMANN, 1988).

A maioria das firmas são propriedades de pessoas que também são patronos. Um exemplo disso são as cooperativas de consumo. Um outro exemplo seriam as corporações padrão de negócio nas quais os proprietários emprestam capital para a própria firma (HANSMANN, 1988).

Pode-se dizer que existem dois tipos de custos de transação que envolvem a relação de propriedade da firma: primeiro é o custo de contratação no mercado e o segundo é o custo de propriedade. Qualquer tipo de relação de propriedade envolve a troca entre o custo de mercado e o custo de propriedade. A relação mais eficiente é aquela que minimiza todos os custos entre os patronos (HANSMANN, 1988).

O custo de mercado pode ser alto, em especial na presença de falhas de mercado, como concentração de mercado ou assimetria de informação. Nessas circunstâncias, os custos dessas transações podem ser reduzidos pela união das partes de venda e compra em uma relação de propriedade, e assim eliminar os conflitos de interesse entre compradores e vendedores, evitando-se, dessa forma, os custos de contratação no mercado (HANSMANN, 1988).

A propriedade em si gera custos substanciais. Pode-se classificar esses custos em três tipos: monitoramento, decisão coletiva e administração do risco.

Os custos envolvem o valor de efetivo monitoramento da firma e os gastos causados pelo oportunismo em falhas no monitoramento. Esses custos podem variar entre os patronos por diversos fatores, dentre eles, a localização geográfica e a relação com a firma. Por exemplo, um patrono que mora próximo à firma participará mais ativamente das decisões que outro que mora longe. Um outro exemplo disso é a existência de um patrono que ajudou a fundar a firma, pois tende a participar mais das decisões devido às relações afetivas (HANSMANN, 1988).

Os ônus por uma decisão coletiva ocorrem em firmas nas quais a propriedade é compartilhada entre vários patronos. Nesse caso, métodos para o consenso são desenvolvidos, sendo que, no caso cooperativas, adota-se o esquema um homem - um voto. Quando o grupo é homogêneo, esse custo tende a ser menor, devido à facilidade de se chegar a um consenso (HANSMANN, 1988).

Um outro ponto a destacar é que o processo de decisão pode ser ineficiente. Se o quórum dos votantes não representar a média, o voto da maioria pode levar a uma decisão inferior do ponto de vista de bem-estar dos sócios. Uma versão mais séria desse problema surge quando um grupo de patronos busca conscientemente manipular a decisão a seu favor, aumentando o preço ou diminuindo a qualidade de um serviço em detrimento de um outro grupo (HANSMANN, 1988).

A administração dos riscos envolve a receita associada com os ganhos residuais da firma. Alguns patronos podem estar em posição melhor para suportar os riscos em relação aos outros patronos. Por exemplo, consumidores podem suportar riscos bem, em especial se o produto afeta pouco o seu orçamento. Um outro exemplo são os casos de um longo relacionamento entre patronos e firmas: em tais situações, há tendência de o patrono assumir o papel de proprietário, e assim reduzir o custo de mercado (HANSMANN, 1988).

4.2 TEORIA DE CUSTO DE TRANSAÇÃO

Teoria de Custos de Transação busca uma análise mais profunda sobre as organizações do que a teoria clássica econômica. Na teoria clássica, a alocação dos diversos fatores de produção para usos diferentes é determinada pelo mecanismo de preços. O mecanismo de preços, por sua vez, explica a alocação de recursos em uma economia de mercados simples. Contudo, em uma firma, a alocação de recursos não é feita pela diferença de preços de forma direta. Como exemplo, um funcionário muda de setor porque seu chefe imediato o manda

fazê-lo e não porque irá receber um salário maior; nesse aspecto, a Teoria de Custo de Transação busca um entendimento maior do que ocorre em uma firma (COASE, 1937).

Para Coase (1937), a principal razão em constituir uma firma é que existem custos em usar o mecanismo de preço. Por exemplo, há gastos em organizar a produção em um ambiente de mercado, de adquirir a informação necessária para a transação e de negociar os contratos em separado para cada operação. Estes custos são os chamados custos de transação.

De acordo com Arrow (1969, *apud* WILLIAMSON, 1985, p. 18), os custos de transação são os custos de funcionamento do sistema econômico. Estes custos são o equivalente à fricção para a Física (WILLIAMSON, 1985).

Partindo-se do ramo de pesquisa Nova Economia Institucional, a Teoria de Custos de Transação –TCT aplica-se ao estudo de todos os tipos de organização. Essa teoria traz vantagens em relação à teoria clássica, por: i) ser mais analítica; ii) considerar questões comportamentais; iii) analisar a especificidade dos ativos; iv) basear-se em análises de comparações institucionais; v) analisar a firma com base nas decisões de governança ao invés de função de produção; e vi) por considerar o peso *ex-post* dos contratos (WILLIAMSON, 1985).

Um dos principais estudiosos da Nova Economia Institucional, Oliver Williamson, dedicou boa parte de sua obra à análise da Teoria dos Custos de Transação. Em seu livro de 1985, Williamson busca estudar três instituições capitalistas: firmas, mercados e relações contratuais, utilizando-se da nova teoria econômica.

Segundo Williamson (1985),

a Economia de Custos de Transação coloca o problema de economia organizacional como um problema de contratação. As firmas podem se organizar de várias formas, sendo que estas formas podem ser explícitas ou não em contratos.

Cada forma organizacional traz dois tipos de custos transação de: *ex-ante* e *ex-post*.

Os custos de transação *ex-ante* são aqueles referentes às despesas com a elaboração, a negociação e a criação de salvaguardas para acordos entre partes. Os acordos podem variar desde os verbais aos mais complexos contratos com vários tipos de contingências. As salvaguardas podem ser de vários tipos, sendo que as óbvias são as associações de propriedade comum, a exemplo de cooperativas (WILLIAMSON, 1985).

Existem três formas de salvaguarda. A primeira forma seria o uso de incentivos, como exemplo, penalidades em caso de término antecipado do contrato. A segunda seria a criação

de uma estrutura especializada de governança, como arbitragem. A terceira seria o uso de regularidades de comércio, como a expansão da relação comercial de unilateral para bilateral.

Outrossim, os custos de transação *ex-post* ocorrem em razão de incompletude dos contratos ou imprevistos que ocorrem pós a assinatura destes. Os consertos necessários para que as correções contratuais sejam executadas envolvem novas negociações e, em alguns casos, um fórum neutro para julgar as disputas (WILLIAMSON, 1985).

Para fazer uma análise coerente com a realidade, é necessário considerar a influência do comportamento humano. Assim, a economia dos custos de transação considera que os agentes envolvidos na negociação possuem racionalidade limitada e buscam os próprios interesses, podendo agir de forma oportunista. Ou seja, há de se considerar que há riscos morais nas negociações e estes riscos aumentam os custos de transação (WILLIAMSON, 1985).

Um outro ponto que precisa ser destacado é a especificidade dos ativos, isto é, quando as duas partes se envolvem em uma negociação na qual existem investimentos complexos que necessitem de interfaces contratuais bem elaboradas e se tornam importantes economicamente. Neste caso, verifica-se um aumento dos custos de transação *ex-ante* e *ex-post* (WILLIAMSON, 1985).

A conjunção das três características - racionalidade limitada, oportunismo e especificidade dos ativos - é o que torna um mundo de operações simples de mercado, em um mundo complexo, no qual estruturas de governança se fazem necessárias. Neste caso, o planejamento é necessariamente incompleto, as promessas não são cumpridas e há necessidade de contratos mais elaborados (WILLIAMSON, 1985).

4.2.1 Esquema Simples de Contratação

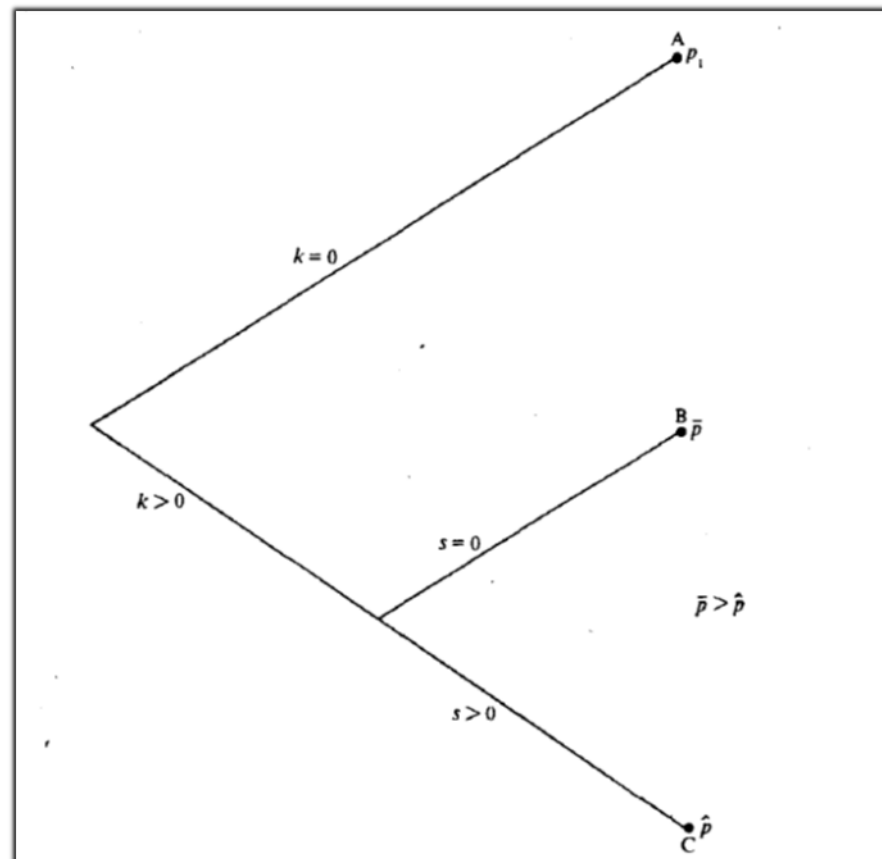
Para melhor entender a questão, Williamson (1985) propôs um esquema simples de contratação, com ênfase na tecnologia, governança contratual/salvaguardas e preço. Para isso, assume-se que um bem ou serviço pode ser provido por meio de duas tecnologias: uma genérica e outra especializada. A tecnologia especializada necessita de mais investimentos em reduzir custos de transação em bens duráveis, porém, é mais eficiente em prover demandas constantes.

Considere “k” como uma medida da especificidade dos ativos. Quando $k=0$, existe a presença de tecnologia genérica; por outro lado, quando $k > 0$, tem-se a presença de tecnologias especializadas para prover necessidades especiais das partes. Considere “s” como

a presença de salvaguardas contratuais, onde $s = 0$ representa a ausência de salvaguardas, e $s > 0$, a decisão de inclusão de salvaguardas contratuais.

A Figura 7- *Esquema de Contratação Simples proposto por Williamson (1985)* mostra o esquema de forma gráfica:

Figura 7- Esquema de Contratação Simples proposto por Williamson (1985)



Fonte: Williamson (1985)

Ao analisar o esquema, tem-se que as principais conclusões são: (WILLIAMSON, 1985)

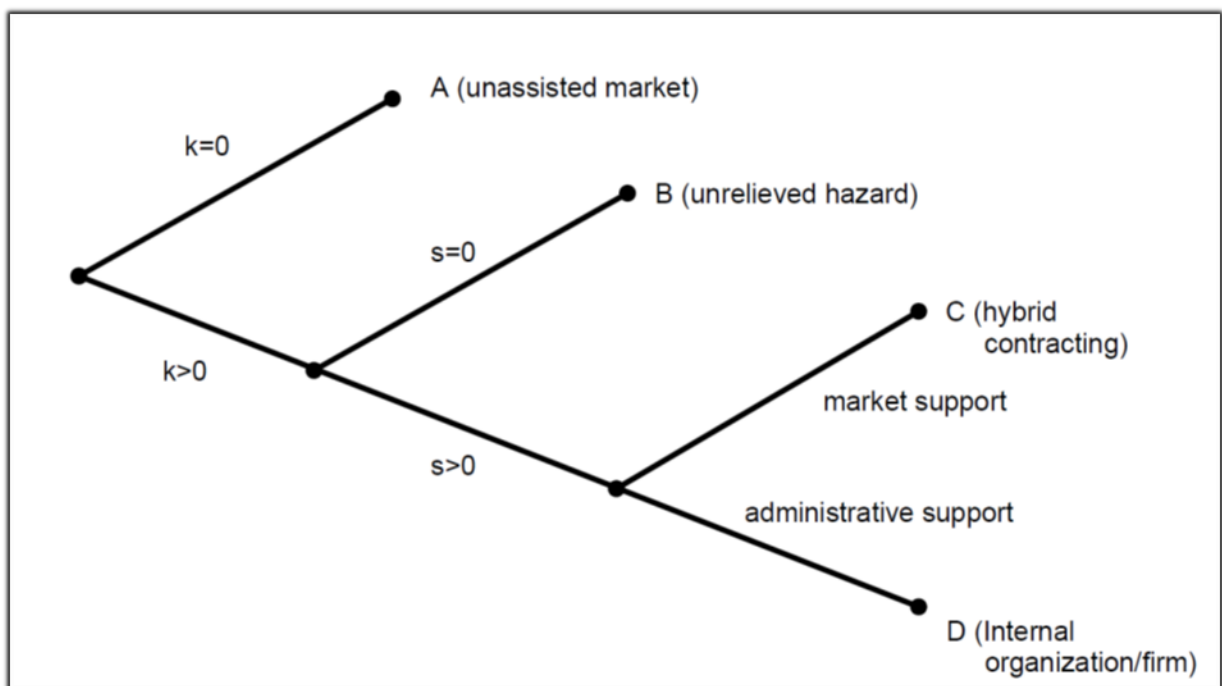
- Quando $k = 0$, ou seja, na existência de bens genéricos, verifica-se um clássico contrato de mercado no qual não existem riscos que necessitem de salvaguardas (ponto de equilíbrio A). Não há a necessidade de proteção de governança, porque estas já são providas pelo mercado competitivo. Nesse caso, tem-se o preço de equilíbrio de mercado p_1 ;
- Quando $k > 0$, a especificidade dos ativos afeta as negociações por envolverem investimentos significantes em ativos específicos que são mais eficientes quando envolvem acordos bilaterais. Nesse caso, existem dois pontos de equilíbrio

possíveis: (i) quando há salvaguardas requeridas, nas quais o ponto de equilíbrio é o Ponto C do gráfico; e (ii) quando não há salvaguardas requeridas pelo fornecedor, que está representado no ponto de equilíbrio B do gráfico.

- c. As transações localizadas no nó B tendem a ser instáveis. O fato de o preço de equilíbrio ser maior nesse caso, do que no ponto C, faz com que o ponto de equilíbrio desloque-se para o ponto A, com o uso de uma tecnologia genérica; ou se desloque para o ponto C, com a adoção de salvaguardas.

O diagrama da *Figura 8- Esquema de Contratação – Integração Vertical e Formas Híbridas* foi o primeiro proposto. Evoluções deste são propostas pelo autor em outros trabalhos. No artigo *Transaction Cost: an Introduction*, de 2007, Williamson propõe um esquema mais completo, que considera formas híbridas de governança.

Figura 8- Esquema de Contratação – Integração Vertical e Formas Híbridas



Fonte: Williamson (2007)

Neste novo esquema, ao adicionar salvaguardas, existem duas novas possibilidades de possíveis equilíbrios: os nós C e D. No nó C, os suportes contratuais tomam a forma de salvaguardas contratuais entre firmas. Porém, ainda existem chances de quebras contratuais custosas para ambas as partes, incentivando a retirada de transações do mercado e unificando-as em uma só firma (Integração Vertical). Contudo, essa transformação implica em custos

burocráticos de organização interna. Algumas vezes, elas tomam formas híbridas, (um exemplo disso são as franquias), ou mantêm-se no mercado, sendo que, apenas em último caso, buscam a integração vertical total (WILLIANSO, 2007).

O nó D representa uma firma já unificada, o que ocorre quando existem altos graus de especificidade dos ativos. Essa transformação traz muitas incertezas, pois necessita de uma maior adaptação cooperativa dentro da firma (WILLIANSO, 2007).

4.2.2 Dimensões dos Custos de Transação

Pode-se dizer que as principais dimensões das quais os custos de transação diferem são incerteza, frequência e especificidade dos ativos, sendo a última, a mais significativa delas.

Um ativo é considerado específico quando investimentos duráveis são realizados em favor de transações que possuem uma oportunidade de custo menor que em qualquer outro caso (WILLIAMSON, 1994).

Williamson (1994) destaca 6 tipos diferentes de especificidade de ativos:

- 1- Geográfica, como plantas: precisam ser localizadas próximas umas às outras;
- 2- Física: tipo especial de ferramenta de corte para produção de um componente;
- 3- Humana: o conhecimento específico adquirido com a experiência;
- 4- Reputação da marca;
- 5- Ativos dedicados, como investimentos na planta de produção feitos para atender um consumidor em particular; e
- 6- Temporal: na agricultura a perecibilidade dos produtos, faz com que o tempo seja um fator importante na negociação (HENDRIKSE e VEERMAN, 2001).

A identidade das partes da negociação é de suma importância, pois há a necessidade da continuidade da relação. Pode-se dizer também que em casos em que a especificidade dos ativos é alta, há a necessidade de salvaguardas contratuais. Assim, pode-se dizer que uma transação realizada com um ativo específico ocorre entre duas partes conhecidas e não ocorre de forma instantânea (WILLIAMSON, 1985).

As estruturas de governança diferem entre si pela capacidade de se adaptarem a mudanças no ambiente. É nesse contexto que as incertezas passam a ser uma questão de estudo para a economia de transação. As incertezas são distintas em relação às suas origens, destacando-se as incertezas comportamentais para o estudo em questão (WILLIAMSON, 1985).

As incertezas podem ser primárias ou secundárias. As primárias surgem de atos aleatórios da natureza ou de uma mudança imprevisível das preferências do consumidor. As secundárias dizem respeito à falta de informação para tomada de decisão em uma organização, criando uma dependência bilateral entre as partes (WILLIAMSON, 1985).

Existem também as incertezas do tipo estratégicas. Estas dizem respeito ao oportunismo e podem ser classificadas como comportamentais. A incerteza de como cada agente irá agir ao fim da assinatura dos contratos aumenta os custos de transação, inclusive podendo haver ações de má-fé (WILLIAMSON, 1985).

Os distúrbios provocados pelas incertezas primárias são absorvidos pelas governanças de mercado. Essa é a visão neoclássica ideal segundo a qual consumidores e produtores respondem de forma independente a parâmetros²⁵ de mudança de preço para maximizar utilidades e lucros respectivamente (WILLIAMSON, 1994).

Por outro lado, os distúrbios provocados pelas incertezas secundárias são mais bem absorvidos por estrutura de governança do tipo hierárquica. Por criar uma dependência bilateral, o uso de uma organização formal tem vantagens em relação a uma estrutura de mercado (WILLIAMSON, 1994).

O impacto das incertezas sobre os custos de transação varia conforme a especificidade dos ativos. Para graus mais altos de especificidades, maiores são as chances de a tendência de distúrbios no ambiente de negócio impactar mais. Pode-se dizer que a firma tende a absorver melhor impactos provocados por variações no ambiente quando a especificidade do ativo é pequena (WILLIAMSON, 1985).

Os distúrbios podem ser de três tipos: inconsequentes, consequentes e altamente consequentes. As adaptações necessárias para absorver cada tipo de perturbação variam de acordo com o custo de adaptação (WILLIAMSON, 1994).

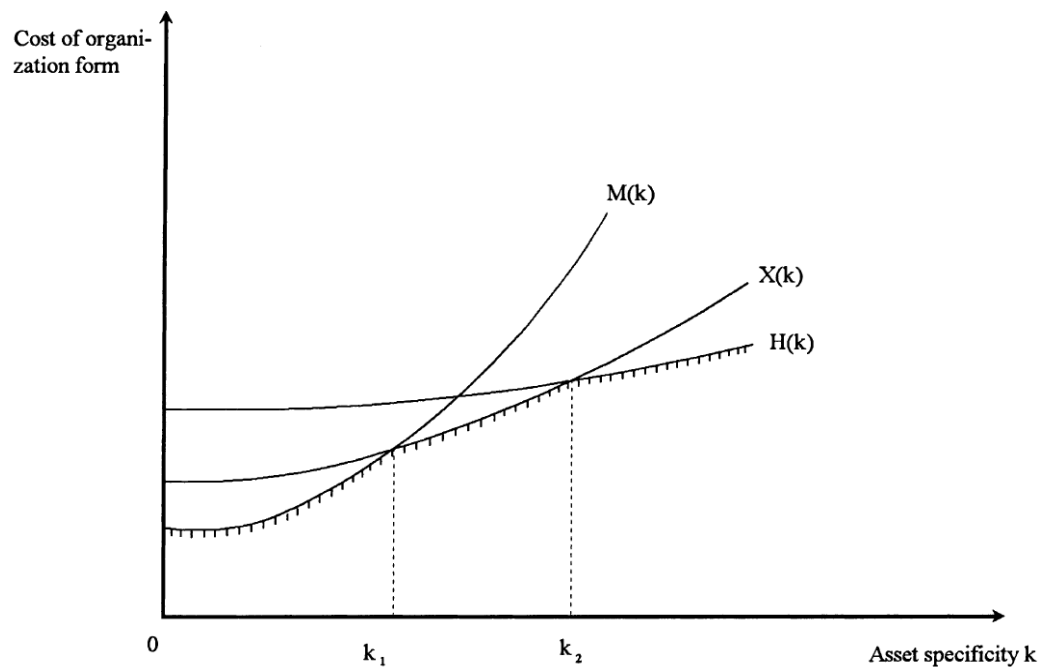
Um outro aspecto a ser considerado é a frequência com que os custos de transação ocorrem. Estruturas de governança especializadas suportam melhor custos de transações fora do padrão que estruturas não especializadas. Porém, a estrutura especializada vem com um custo, a questão é se os custos justificam a manutenção de uma estrutura complexa. Nesse aspecto, a frequência com que os custos de transação ocorrem torna-se uma variável importante na tomada de decisão sobre a estrutura (WILLIAMSON, 1985).

²⁵ Paramétrica está definida pela Lei da Oferta e da Procura que descreve o comportamento predominante dos consumidores na aquisição de bens e serviços em determinados períodos, em função de quantidades e preços.

Para lidar com a especificidade dos ativos, as incertezas e a frequência dos custos de transação, as firmas precisam passar por transformações, integrações verticais ou horizontais, formando estruturas de governanças híbridas ou totalmente hierárquicas (WILLIAMSON, 1994).

A *Figura 9 - Custo de Governança x Especificidade dos Ativos* mostra a relação entre custo de governança e especificidade de ativos.

Figura 9 - Custo de Governança x Especificidade dos Ativos



Fonte: Williamson (1994)

Na figura, $M(k)$ representa os custos de governança de mercado, $H(k)$ representa os custos de governança hierárquica e $X(k)$ seria uma firma mista. As estruturas são escolhidas para minimizar os custos de transação. A firma irá operar de forma eficiente, o que implica funcionar no limite inferior da curva. Portanto, o mercado é mais eficiente quando os valores de k são menores que \bar{k}_1 . As formas híbridas são mais eficientes quando k está entre \bar{k}_1 e \bar{k}_2 , bem como as estruturas hierárquicas são mais eficientes quando k é maior que \bar{k}_2 .

As estruturas hierárquicas possuem as seguintes vantagens em relação às estruturas híbridas e de mercado: (WILLIAMSON, 1994)

- 1- As propostas de adaptação requerem menos documentação;
- 2- A solução de disputas internas é feita pela chefia e não pela arbitragem, o que reduz os custos e facilita o processo de produção;

- 3- Informação que impacta profundamente pode ser facilmente distribuída;
- 4- Disputas internas podem ser resolvidas informalmente; e
- 5- A organização interna pode utilizar de incentivos da equipe como prêmios na carreira e divisão dos lucros.

4.2.3 Governança Financeira

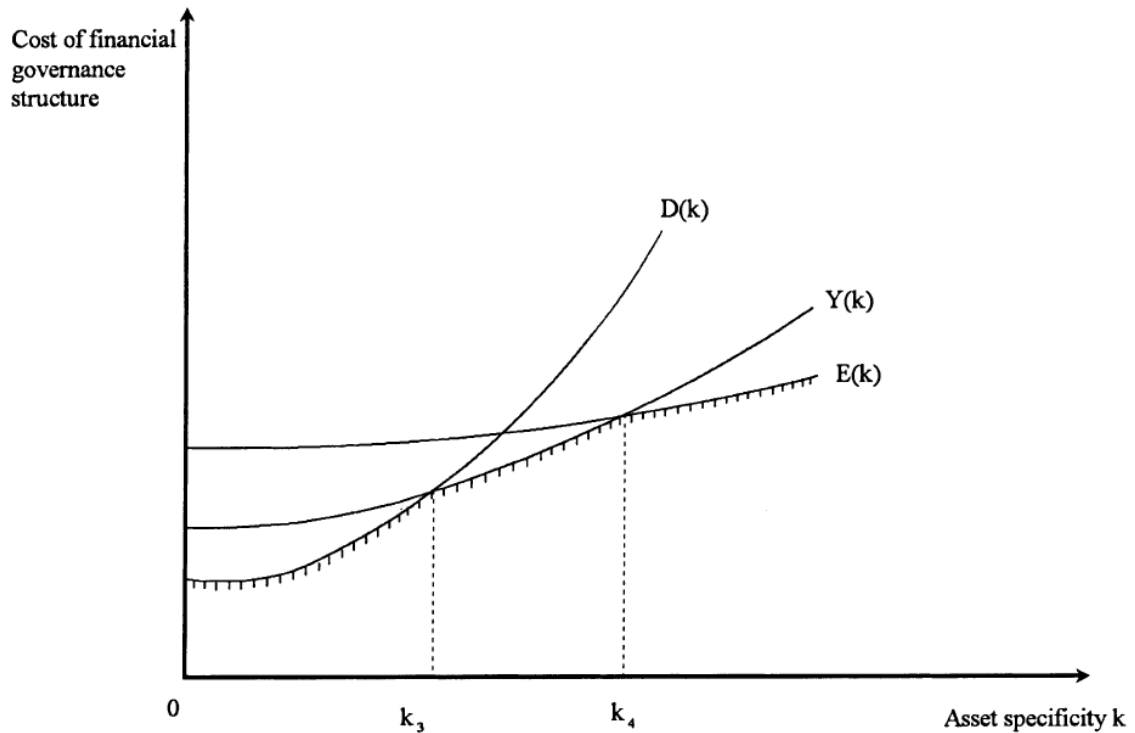
A abordagem da Teoria de Custos de Transação para as finanças corporativas é feita por meio da análise de projetos individuais e a distinção destes em termos das características da especificidade de ativos. Para a teoria, o financiamento da firma por meio de dívidas e por meio da emissão de dividendos são tanto instrumentos financeiros como de governança (WILLIAMSON, 1988).

Os financiamentos por meio de dívidas seguem regras rígidas de contrato, como regras de pagamentos fixos de juros com data definida, requisitos de retorno ao final do contrato. A rigidez contratual faz com que ajustes após o contrato assinado não possam ser realizados, mesmo em situações de ineficiência dos investimentos. Isso implica no fato que os custos com dívidas aumentam consideravelmente à medida que a especificidade dos ativos aumenta (WILLIAMSON, 1988).

A governança por dividendos é aquela em que os financiadores possuem o direito de controle sobre a firma. Nesse caso, os financiadores respondem pelos direitos residuais, sejam eles bons ou ruins. A variedade e a flexibilidade dos controles disponíveis ao conselho diretor permitem que os ajustes sejam feitos à medida em que as necessidades de financiamento apresentam-se. Assim, o resultado é um custo de capital menor em relação aos financiamentos por meio de capital de terceiros. A governança por dividendos próprios requer o desenvolvimento de vários tipos de controles, o que leva a um custo inicial maior que a governança feita por dívidas (WILLIAMSON, 1988).

A *Figura 10 - Governança financeira X Especificidade de Ativos* mostra um resumo gráfico das governanças por meio de dívidas ($D(k)$), por dividendos ($E(k)$) e por uma forma híbrida ($Y(k)$) (dívida e dividendos). À medida que a especificidade dos ativos aumenta, a firma deve buscar a forma de financiamento mais eficiente para a sua situação (HENDRIKSE e VEERMAN, 2001).

Figura 10 - Governança financeira X Especificidade de Ativos



Fonte: Hendriske e Veerman (2001)

4.3 COOPERATIVAS E OS CUSTOS DE TRANSAÇÃO

O estudo de cooperativas sob a óptica da Teoria de Custos de Transação não é algo novo, em especial para as cooperativas agrícolas. Nesse aspecto, a análise de Hendrike e Veerman (2001) traz não só a descrição das cooperativas de vendas de produtos agrícolas sob a ótica da Teoria de Custos de Transação, mas também das transformações que podem ocorrer. Hendrike e Veerman (2001) buscam entender o porquê de as cooperativas de venda de produtos agrícolas e de horticultura transformarem-se em Sociedades Anônimas.

Nos estudos feitos por Hendrike e Veerman (2001), são identificados os pontos fortes e fracos de uma cooperativa de venda de produtos agrícolas em relação a uma firma comum. O primeiro ponto destacado é o fato de que as cooperativas de vendas de produtos agrícolas possuem um bom sistema de governança interna. Os fornecedores possuem um papel fundamental no financiamento da firma. Isso garante que será buscado um maior controle das decisões tomadas.

Ademais, as ações da cooperativa não são negociadas em bolsa de valores, o que dificulta a saída dos acionistas. Por isso, os membros de uma cooperativa prestam mais atenção às decisões tomadas na organização. Além disso, a ausência de um mercado de ações

faz com que as cooperativas não tenham uma forma de comparar a sua performance com outras firmas, o que as obriga a buscar controles internos mais efetivos (HENDRIKSE e VEERMAN, 2001).

As tomadas de decisões por meio democrático nas cooperativas podem ser consideradas como um ponto fraco. Do processo de formação de opinião até a tomada da decisão demora mais que em uma organização comum. Isso reduz a flexibilidade e causa atrasos quando há mudança no mercado. Esse problema aumenta à medida que a complexidade do mercado aumenta.

O crescimento gradativo da especificidade do tipo de conhecimento humano em um negócio aumenta também a falta de conhecimento dos sócios sobre ele, fazendo-se necessário que se gaste mais tempo e dinheiro para a redução da lacuna de conhecimento e assim garantir que as melhores decisões sejam tomadas. Quando os sócios não possuem o conhecimento sobre o negócio, reduz-se a confiança na cooperativa (HENDRIKSE e VEERMAN, 2001).

À medida em que o nível de especificidade aumenta em uma direção não relacionada com a atividade original, os membros da cooperativa passarão a estar menos informados sobre os custos e riscos relacionados com a organização, diferentemente do que ocorre em uma firma comum. Isso causa relutância em relação a como as sobras serão usadas (HENDRIKSE e VEERMAN, 2001).

As cooperativas precisam ter ganhos maiores que as outras empresas. Ocorre que cooperativas que usam fundos internos investem abaixo do necessário para manter os ganhos. Esse problema é pior quando há uma composição adversa dos membros da cooperativa, como membros com idades diferentes (HENDRIKSE e VEERMAN, 2001).

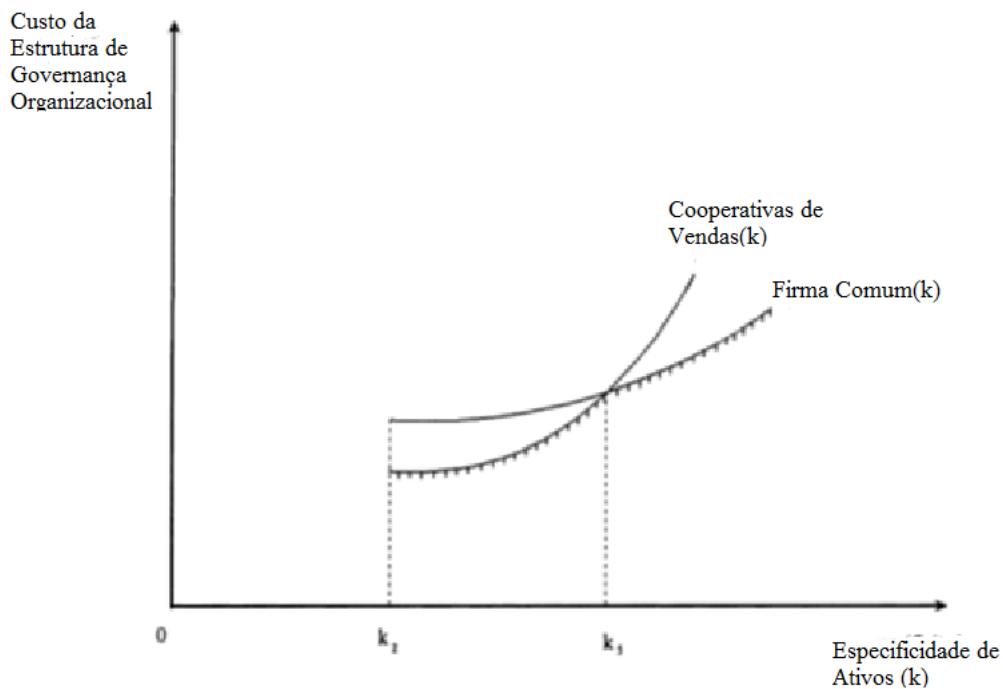
Contudo, a decisão democrática possui 5 outras características a seu favor:

- 1- As inúmeras discussões levam a um consenso após um tempo;
- 2- São menos vulneráveis a propostas ruins, pois estas logo são eliminadas;
- 3- Pode ser considerada a segunda melhor decisão, se a preferência da principal votante estiver próxima à da média;
- 4- O custo na discussão de uma decisão mais complexa pode levar a uma decisão melhor;
- 5- O fato de os cooperados estarem envolvidos com o sucesso do financiamento os obriga a buscar a melhor informação para o processo decisório.

Tanto as empresas comuns, como cooperativas são exemplos de governanças hierárquicas, porque existe uma parte que possui controle sobre os direitos residuais. Quando o nível de especificidade dos ativos é baixo, os custos de governança são menores nas

cooperativas que nas firmas comuns; quando o nível de especificidade aumenta, os custos de governar uma cooperativa passam a superar os da firma comum. A *Figura 11 - Cooperativas de venda vs. Firmas Convencionais* demonstra essa situação (HENDRIKSE e VEERMAN, 2001).

Figura 11 - Cooperativas de venda vs. Firmas Convencionais



Fonte: Elaborado pela própria autora adaptado de Hendrikse e Veerman (2001)

Para Hendrikse e Veerman (2001), quando o mercado agrícola europeu passou a ter produtos em excesso, os produtores tiveram que buscar a especialização dos produtos. Isso levou à necessidade de investimentos específicos. Em termos de custos de transação, houve um aumento da especificidade dos ativos, pois houve a necessidade de mão-de-obra mais especializada e a fabricação de produtos dedicados. Assim, as cooperativas tiveram que passar por uma transformação estrutural para se tornarem mais eficientes.

Lazzarini, Neto e Chaddad (1999) também destacam as transformações ocorridas pelas cooperativas, em especial as mudanças na gestão financeira em decorrência das limitações impostas por suas características de arquitetura organizacional.

Os princípios doutrinários das cooperativas diferem de empresas comuns. A cooperativa não busca o lucro por si só, busca o bem-estar de seus cooperados. Quanto mais

amplo for o quadro de membros da organização, maior será o objetivo da organização (LAZZARINI, BIALOSKORSKI e CHADDAD, 1999).

Em uma sociedade de capital aberto, o objetivo é maximizar o valor da empresa, assim, os projetos são escolhidos pelo maior valor presente líquido. O objetivo final é aumentar a riqueza dos acionistas (assumindo-se que os gerentes podem ser monitorados a um baixo custo). Além disso, o acionista é detentor dos direitos residuais da firma e pode negociá-los em mercado secundário (FAMA e JENSEN, 1983).

Nas cooperativas, tal objetivo não é tão claro, pois o cooperado é fornecedor ou cliente e proprietário ao mesmo tempo, tornando essa, uma relação mais complexa, envolvendo fornecimento de produtos e o recebimento de serviços, pagamento destes produtos, e eventual distribuição das sobras operacionais (LAZZARINI, BIALOSKORSKI e CHADDAD, 1999).

De acordo com Lazzarini, Bialoskorski e Chaddad (1999), as distorções econômicas mais comuns encontradas nas cooperativas são:

“

- A ação de Caronas (*free-riders*), que podem se aproveitar de externalidades positivas geradas pela cooperativa (“caronas externos”) e de investimentos feitos pelas gerações anteriores (“caronas internos”);
- Uma vez que o direito ao resíduo não é transacionável e, portanto, o seu valor não contabiliza os fluxos de caixa esperados no futuro, existe desincentivo à capitalização da cooperativa quando a vida útil dos ativos for superior ao horizonte temporal dos benefícios recebidos pelos associados;
- A inexistência de mercado secundário para as quotas também gera restrições sobre a carteira de investimentos dos cooperados (normalmente avessos ao risco), fato que pode induzi-los a influenciar as decisões de investimento da cooperativa, eventualmente não aceitando projetos com valor presente líquido reduzido e/ou fluxos de caixa altamente variáveis. Deve-se ressaltar que há casos em que o cooperado acaba por aceitar projetos de fluxos de caixa de maior variabilidade pela provável questão da existência de assimetria de informações própria da arquitetura organizacional das cooperativas.
- Problemas de controle, pela necessidade de monitoramento da cooperativa de forma mais intensa e custosa para reduzir ações oportunistas dos seus administradores; e
- Custos de influência que geram ineficiência alocativa por resultarem de conflitos distributivos entre grupos específicos de cooperados, favorecendo objetivos individuais acima dos coletivos. “

Pode-se dizer que a arquitetura organizacional da cooperativa leva a uma baixa capacidade de capitalização. O fato de não existir um mercado secundário desenvolvido para quotas-parte, bem como o fato de as sobras operacionais repartirem-se de acordo com a movimentação dos associados são determinantes para que o cooperado não se sinta estimulado a investir na cooperativa (LAZZARINI, BIALOSKORSKI e CHADDAD, 1999).

Para superar as dificuldades de capitalização, Lazzarini, Bialoskorski e Chaddad (1999) propõem os seguintes mecanismos:

- **Abertura de empresa não-cooperativa** (sociedade anônima ou limitada) - Nesse caso, a cooperativa passa a investir de forma indireta na planta industrial, ganhando assim flexibilidade no investimento. Como efeito secundário, a cooperativa pode formar alianças estratégicas com outras empresas;
- **Emissão de títulos** – A sociedade cooperativa emitiria título para promover a sua capitalização, porém, para tal, seria necessário a alteração da legislação brasileira.
- **Abertura de Capital da Cooperativa** – A ideia básica é a criar uma estrutura híbrida na qual as quotas são transformadas em ações ordinárias (com direito a voto) e são lançadas ações preferencias no mercado. Essa solução também possui restrição legal;
- **Contratos de participação** – Um determinado grupo de associados, com objetivos específicos, junta-se para financiar o investimento da cooperativa. Nesse caso, os produtores teriam participação no resultado da cooperativa proporcional ao capital investido;
- **Nova Geração de Cooperativas** - Trata-se de um movimento nascido nos Estados Unidos na década de 1990, no qual são utilizadas estratégias de marketing para adicionar valor à produção dos associados. Para tal, a cooperativa demanda investimentos de cada cooperado na proporção da sua produção, emitindo títulos de entrega. Estes títulos são comercializados entre os cooperados;
- **Conversão para empresa de capital aberto** – Essa é a solução mais radical, pois a conversão é motivada pela necessidade das empresas em ter acesso a recursos próprios com custo de capital compatível com suas atividades econômicas.

5. COOPERATIVAS PERMISSONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E A TEORIA ECONÔMICA

Para entender as cooperativas permissionárias de distribuição, primeiramente é realizada uma análise da literatura disponível sobre cooperativas de eletrificação rural (5.1). Depois, passa-se ao exame de seu nascimento como distribuidoras isoladas até a conexão à distribuidora local mais próxima (5.2). Por fim, são estudadas as atuais cooperativas permissionárias de distribuição de energia elétrica.

5.1 AS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL E A NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL

As teorias expostas nas seções anteriores são importantes para explicar a existência das cooperativas de eletrificação rural e analisar seu o futuro no atual ambiente regulatório. Para melhor entendê-las, é importante analisar a relação das cooperativas de eletricidade em relação às principais características de uma distribuidora de energia elétrica, como monopólio natural, alta especificidade dos ativos e intensidade do capital (HANSMANN, 1988).

Um outro ponto que precisa ser considerado é a importância da energia elétrica para o desenvolvimento local. Ao ter acesso à eletricidade, o produtor rural pode investir em sistemas de irrigação, maquinários que dependem de eletricidade, tornando a produção agrícola mais eficiente e reduzindo assim os seus custos. Esse é um fator que favorece a relação de governança (OLIVEIRA, 2001).

Para Hansmann (1988), ao assumirem a governança da cooperativa, os consumidores de eletricidade rural buscam evitar dois custos: (i) monopólio e (ii) regulatórios. Há também que se destacar que a distribuição caracteriza-se por uma relação de longo prazo, necessitando assim de contratos de longo prazo. Nesse caso, a relação de governança entre consumidor e a firma reduz os riscos do negócio.

A indústria de distribuição de energia elétrica é altamente intensiva de capital, porém, a posição de monopolista, a alta especificidade de seus ativos e a dependência de seus consumidores ao produto garantem que sempre haverá mercado consumidor, por conseguinte, o crédito é facilmente conseguido (HANSMANN, 1988).

Yadoo e Cruickshank (2010) destacam que o senso de propriedade e a participação no processo decisório trazem ganhos de governança como a redução de perdas não-técnicas²⁶. Em Bangladesh, as perdas de distribuição são em torno de 16% nas cooperativas, enquanto que, nas distribuidoras comuns, estão entre 30-35%.

Contudo, os benefícios fiscais e subsídios que as cooperativas disfrutam fazem com que a análise da viabilidade destas como distribuidoras seja prejudicada (HANSMANN, 1988). Seria como uma competitividade artificial adquirida por meio do suporte governamental e não pelos rigores do mercado livre. Porém, as primeiras cooperativas surgiram antes das políticas de incentivo à eletrificação rural, tanto nos Estados Unidos como no Brasil, o que deve indicar outras motivações, pelo menos para o seu surgimento.

Um outro ponto destacado por Hansmann (1988) seria a razão das cooperativas de eletrificação não terem surgido em meios urbanos. A resposta é que os custos de propriedade são menos favoráveis em mercados urbanos que em mercados rurais. A alta exigência dos consumidores urbanos em relação à qualidade do serviço aumenta os custos de transação de estabelecimento de uma relação de propriedade com a firma, além de aumentar a probabilidade com que o capital irá mudar entre os consumidores-proprietários.

A razão mais importante a ser destacada seria a heterogeneidade dos consumidores do meio urbano. Esses consumidores podem ser residências, comércios, indústrias. Conflitos de interesse entre esses grupos pode levar à existência de subsídios cruzados, assim, faz-se necessária a presença da regulação (HANSMANN, 1988). Pode-se dizer que, em centros urbanos, os custos de transação em uma cooperativa são mais altos que em áreas rurais.

Sob o aspecto da Teoria dos Custos de transação, pode-se dizer que a distribuição é impactada por três especificidade de ativos:

- 1- Geográfica – a proximidade com o consumidor e entre consumidores é de suma importância para a entrega do produto, quanto maior a concentração de consumidores menor o custo com a rede e maior o número de consumidores servidos.
- 2- Ativo dedicado – a rede de distribuição é construída para atender cada cliente, ou seja, cada cliente tem uma necessidade específica. Um hospital precisa de energia elétrica com qualidade 24 horas por dia, sob o custo de perdas de vidas humanas;

²⁶ As perdas de energia são classificadas em técnicas e não-técnica. As perdas técnicas são resultado das transformações da energia elétrica em outros tipos de energia, como calor, durante o transporte. Já perdas não-técnicas são ocasionadas por ligações ilegais ao sistema.

por outro lado, um estabelecimento comercial praticamente não precisa de eletricidade à noite; e

- 3- Conhecimento humano – é preciso mão-de-obra especializada para cuidar dos ativos.

5.2 DO SURGIMENTO ÀS TRANSFORMAÇÕES

O surgimento das cooperativas de eletrificação rural pode ser explicado pela especificidade geográfica. A grande distância de outras distribuidoras levou os agricultores locais a se unirem e formarem cooperativas, assim, puderam agregar vantagens comparativas aos produtos produzidos.

Daí surgem as perguntas: por que cooperativa e não uma firma comum? Por que a firma comum não abre uma filial para atender os agricultores em sua localidade?

A organização na forma de cooperativa possui custos de governança menores quando a distribuidora tem poucos usuários por km e os usuários são homogêneos entre si. Nesse caso, os ganhos de governança causados pela presença do consumidor nas decisões e administração da firma fazem com que os custos de governança caiam a ponto de serem mais eficientes que em firma comum, mesmo em uma indústria caracterizada por ter a especificidade tecnológica tão alta, como no caso da distribuição de energia elétrica.

Nos Estados Unidos, por exemplo, as cooperativas de áreas rurais precisam de menos subsídio que as distribuidoras comuns, mesmo atendendo à 4 consumidores por km, enquanto as empresas comuns atendem 22 consumidores por km (YADOO e CRUICKSHANK, 2010).

Para a distribuidora comum, os custos de administrar uma filial tão distante de sua base fazem com que seja necessário um preço muito alto de tal forma que os agricultores não poderiam pagar. Para eles, é menos custoso formar a cooperativa. Um exemplo disso é o conflito relatado por Oliveira (2001) entre agricultores e a Companhia de Batatais. Quando houve um aumento significativo no preço da energia elétrica, os consumidores foram à justiça para evitar o aumento. Contudo, a justiça deu ganho à distribuidora.

Além do ganho com os custos de decisão, o fato de os consumidores serem rurais e homogêneos traz ganhos no que diz respeito à especificidade do tipo de ativo dedicado. Como relatado na Seção 2, as cooperativas utilizam-se de redes mais simples para atender o consumidor rural, como redes monofásicas e bifásicas. À medida em que surgem outros tipos de consumidores, como comerciais e industriais, existe a necessidade de construção de redes

elétricas que garantam melhor qualidade no atendimento (redes trifásicas com compensação de reativo, subestações). Pode-se dizer que à medida em que a heterogeneidade dos consumidores aumenta, há um aumento na necessidade de tecnologias específicas, levando a um aumento nos custos de governança, muito semelhante ao que ocorre no mercado de agricultura europeu relatado por Hendrikse e Veerman (2001), conforme discutido na Seção 5.

Não só a heterogeneidade, mas um número maior de consumidores por rede, traz a necessidade de desenvolvimento de redes elétricas especiais, com a construção de subestações e redes de distribuição em níveis mais altos, como 138 kV. Portanto, o crescimento do número de usuários por km de rede aumenta a especificidade do ativo.

Deve-se perguntar o que ocorre com as cooperativas de eletrificação quando as áreas rurais transformam-se em áreas urbanas ou quando elas crescem a ponto de se tornarem menos eficientes que uma firma comum. Esse tipo de transformação no ambiente pode levar às transformações nas cooperativas de eletrificação rural.

Para responder a essa questão, é preciso analisar dois movimentos: o primeiro é o crescimento do número de cooperados e da heterogeneidade destes. O segundo é o crescimento da cooperativa a ponto de se tornar vizinha de uma distribuidora de grande porte.

No primeiro caso, um grupo de sócios com objetivos comuns tende a assumir o controle da cooperativa e se beneficia em detrimento dos outros sócios, seja por meio de investimentos específicos voltados para o grupo, seja por meio da divisão desigual dos direitos residuais. Pode-se dizer que os cooperados que estão no poder passam a agir de forma monopolista em relação aos demais.

Com o tempo, os sócios que estão à margem da distribuidora desistem da sociedade. Com a falta de investimentos necessários para a sobrevivência, a cooperativa pode se transformar em uma sociedade de capital aberto em busca de financiamento, ou vender os ativos para outro grupo.

No segundo caso, o crescimento é suficiente a ponto de sua área de atuação tornar-se vizinha à área de atuação de uma grande distribuidora. Esta, por sua vez, tem ganho de escala suficiente para ter uma tarifa de suprimento bem menor que a da cooperativa. Em um primeiro momento, a cooperativa irá buscar o suprimento de energia mais barato por meio da distribuidora de grande porte, com o intuito de reduzir custos de operação.

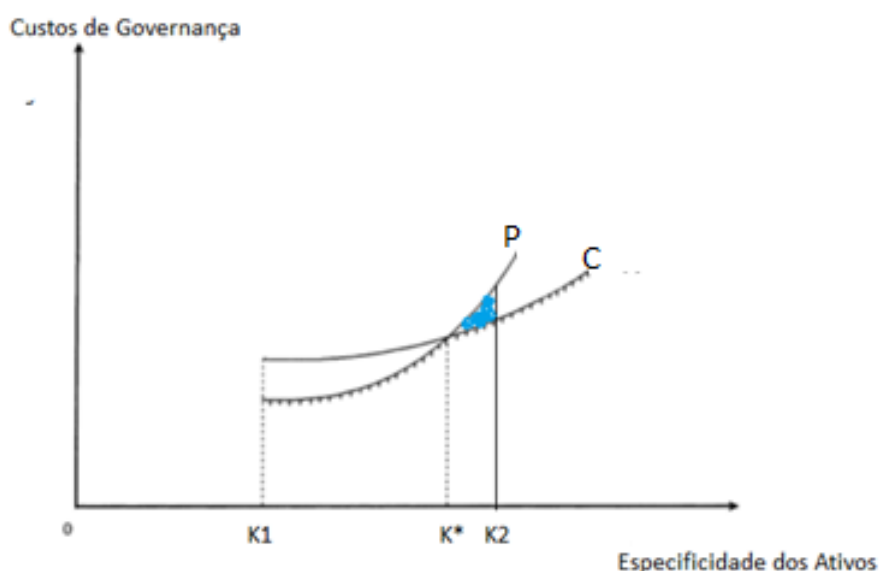
Ao mesmo tempo, o fato de serem vizinhas, faz com que os cooperados almejem a mesma tarifa dos consumidores da outra distribuidora e comecem a pressionar os

administradores para uma fusão. A distribuidora de grande porte, por outro lado, também deseja aumentar a sua base de ativos e busca a fusão.

O que ocorre se, ao invés das transformações necessárias, a cooperativa consiga subsídio junto ao governo para operar com uma tarifa mais baixa?

Nesse caso, por ter crescido o suficiente para a sua especificidade de ativos ser maior que k^* mostrada no gráfico da *Figura 12 - Governança x Especificidade de ativos na presença de subsídios*, haverá um incentivo para que a firma funcione como cooperativa, mesmo sendo mais eficiente tornar-se uma firma comum. Pode-se dizer que haverá uma perda de eficiência de governança, demonstrada pela área hachurada. A figura, k_1 representa o grau de especificidade de ativos e uma comunidade pequena e isolada; k_2 representa a especificidade dos ativos em áreas urbanas.

Figura 12 - Governança x Especificidade de ativos na presença de subsídios



Fonte: Elaboração da própria autora adaptado de Hendrikse e Veerman (ano)

Na presença do subsídio, a cooperativa, para ganhar escala e reduzir os custos de operação, busca novos mercados, a ponto de concorrer com a grande distribuidora local. Essa situação é verificada tanto no Brasil como nos Estados Unidos (SOUTO e LOUREIRO, 1999). Pelegrini (2003) relata vários casos nos quais há o cruzamento de linhas de distribuição de cooperativas com a distribuidora local, surgidos devido à falta de regulamentação. Tal situação caracteriza-se como de ineficiência econômica, uma vez que a distribuição é um monopólio natural (KIP, JOHN e JOSEPH, 2000).

5.3 O CASO BRASILEIRO

As primeiras cooperativas eletrificação rural surgiram de forma independente no Sul do país, compreendendo tanto geração como distribuição. Pode-se dizer que, na condição do surgimento das cooperativas, a especificidade dos ativos estivesse à esquerda de k^* , olhando-se sob óptica da *Figura 12 - Governança x Especificidade de ativos na presença de subsídios*.

O governo, ao perceber o sucesso das cooperativas em levar eletricidade para o campo, decidiu promovê-las, por meio de subsídio. Além disso, durante a década de 1970, se as concessionárias estatais tinham dificuldade em obter financiamento no exterior, o mesmo não ocorria com as cooperativas que tinham uma fonte de crédito com o BID. Assim, as cooperativas cresceram e começaram a concorrer com a concessionária local. Nesse ponto, foi que surgiram as primeiras regulamentações. Porém, a fiscalização do órgão regulador não foi efetiva, e as cooperativas continuaram a crescer fora da sua área de atuação.

Com a crise das décadas de 1980 e 1990, os financiamentos cessaram e as cooperativas, para garantir a sobrevivência e continuarem crescendo, abriram mão de qualquer tipo de barreira de entrada ou saída (SOUTO e LOUREIRO, 1999).

Mesmo assim, muitas cooperativas desapareceram nesse período. Conforme já relatado neste trabalho, a *Cemig* absorveu as cooperativas existentes no estado de Minas Gerais. O mesmo ocorreu com as cooperativas do Nordeste.

O processo de regularização começou com uma previsão de 240 cooperativas em 2005. Até o ano de 2016, apenas 51 cooperativas foram regularizadas, sendo que restam apenas 17 processos em andamento, ou seja, entre 2005 e 2008, 172 cooperativas de eletrificação rural foram absorvidas, ou por outras concessionárias, ou por outras cooperativas. Essa situação pode ser entendida como uma tentativa de reduzir os custos de governança devido ao crescimento da cooperativa.

5.3.1 Subsídio das Permissionárias

Por ser um produto essencial para a melhoria do IDH de um país, o consumo de energia elétrica é promovido no mundo inteiro por meio de programas de subsídio, seja ele direto ou indireto. Ações para levar energia elétrica às comunidades mais isoladas do mundo, sejam elas na África, Bangladesh, Nepal ou nos Estados Unidos, são desenvolvidas no mundo inteiro (YADOO e CRUICKSHANK, 2010).

No Brasil, existem diversos subsídios que buscam facilitar o acesso da população à energia elétrica. Os tipos de subsídios variam de acordo com o objetivo. A tarifa social, por exemplo, busca facilitar o acesso das comunidades mais carentes à eletricidade. Outrossim, o subsídio ao rural irrigante tem o objetivo de promover a agricultura do país. Os consumidores que têm acesso aos descontos são: (ANEEL, 2016)

- Consumidores de baixa renda
- Gerador e consumidor de fonte incentivada;
- Atividade de irrigação e aquicultura em horário especial;
- Agente de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano;
- Serviço público de água, esgoto e saneamento;
- Classe rural, subclasse cooperativa de eletrificação rural; e
- Subclasse de serviço público de irrigação.

Em 2015, foram gastos 6,5 bilhões de reais com os descontos de energia elétrica (ANEEL, 2016).

As permissionárias entram no rol de agentes de distribuição que possuem mercado próprio inferior a 500GWh/ano. Os descontos na Tarifa de Energia – TE foram definidos no processo de regularização, já os descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD foram definidos na primeira revisão tarifária de cada permissionária. A Tabela 8 a seguir mostra o percentual de desconto que cada permissionária possui junto à sua supridora.

Tabela 8 - Percentuais de Descontos do Suprimento

Supridora	Permissionária	Nível	Desc TUSD	Desc TE	Supridora	Permissionária	Nível	Desc TUSD	Desc TE
AES SUL	CERTAJA	A3	0,00%	84,15%	CNEE	CERRP	A4	0,00%	74,67%
AES SUL	CERTAJA	A4	0,00%	84,15%	COPEL	CERAL DIS	A4	0,00%	73,09%
AES SUL	CERTEL	A3	0,00%	60,49%	COPEL	CERAL DIS	A3a	0,00%	73,09%
AMPLA	CERES	A4	48,23%	87,46%	CPFL PAULISTA	CERPRO	A4	0,00%	90,15%
BANDEIRANTE	CEDRAP	A4	70,00%	85,74%	CPFL PAULISTA	CERRP	A4	0,00%	74,57%
BANDEIRANTE	CERMC	A4	0,00%	36,71%	CPFL PIRATININGA	CERIM	A4	70,00%	63,28%
CEEE	CEPRAG	A4	70,00%	57,97%	CPFL PIRATININGA	CETRIL	A4	70,00%	50,65%
CEEE	CERTAJA	A4	0,00%	82,39%	CPFL STA CRUZ	CERIPA	A3	0,00%	85,98%
CELESC	CEJAMA	A4	14,99%	53,43%	CPFL STA CRUZ	CERIPA	A3a	0,00%	72,07%
CELESC	CEPRAG	A4	70,00%	54,56%	CPFL STA CRUZ	CERIPA	A4	0,00%	69,35%
CELESC	CERAÇA	A4	0,00%	89,51%	EFLUL	COOPERCOCAL	A4	0,00%	75,89%
CELESC	CERBRANORTE	A2	22,71%	47,58%	ELEKTRO	CEDRAP	A4	70,00%	81,92%
CELESC	CERBRANORTE	A4	22,71%	47,58%	ELEKTRO	CEDRI	A4	70,00%	62,49%
CELESC	CEREJ	A4	70,00%	89,47%	ELEKTRO	CERIPA	A3a	0,00%	76,37%
CELESC	CERGA	A4	0,00%	72,46%	ELEKTRO	CERIPA	A4	0,00%	76,63%
CELESC	CERGAPA	A4	0,00%	69,83%	ELEKTRO	CETRIL	A4	70,00%	66,58%
CELESC	CERGRAL	A4	20,39%	78,33%	ELETROPAULO	CERIS	A4	70,00%	88,42%
CELESC	CERMOFUL	A3	0,00%	71,03%	ENERGISA SE	CERCOS	A4	35,90%	71,65%
CELESC	CERMOFUL	A4	0,00%	71,03%	RGE	CERILUZ	A3	0,00%	82,73%
CELESC	CERPALO	A4	9,22%	89,98%	RGE	CERILUZ	A4	0,00%	73,58%
CELESC	CERSUL	A4	0,00%	64,19%	RGE	CERILUZ	BT	0,00%	73,03%
CELESC	CERSUL	A3	0,00%	83,60%	RGE	CERMISSÕES	A3	70,00%	59,24%
CELESC	CERTREL	A4	0,00%	88,71%	RGE	CERMISSÕES	A4	70,00%	59,24%
CELESC	COOPERA	A4	0,00%	55,16%	RGE	CERMISSÕES	BT	70,00%	61,56%
CELESC	COOPERA	A3	0,00%	78,66%	RGE	CERTEL	A4	0,00%	54,61%
CELESC	COOPERCOCAL	A4	0,00%	43,78%	RGE	COOPERLUZ	A4	70,00%	81,79%
CELESC	COOPERCOCAL	A3	0,00%	74,42%	RGE	COPREL	A3	20,51%	63,82%
CELESC	COOPERMILA	A4	0,00%	53,67%	RGE	COPREL	A4	20,51%	53,60%
CELESC	COORSEL	A4	0,00%	88,67%	RGE	CRELUZ-D	A4	16,69%	83,05%
CERBRANORTE	CERAL ANITÁPOLIS	A4	70,00%	90,61%	RGE	CRERAL	A4	12,11%	76,87%
CNEE	CERNHE	A4	70,00%	90,17%	RGE	CRERAL	BT	12,11%	2,07%

Fonte: ANEEL (2016)

Até 2013, os descontos eram arcados pelos consumidores da distribuidora, configurando-se em um subsídio cruzado. As distribuidoras tinham as suas tarifas majoradas para compensar os descontos concedidos apenas em sua própria área de concessão ou permissão. Com isso, o impacto tarifário dependia do tamanho dos mercados subsidiados e subsidiantes (ANEEL, 2016).

Após a edição da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, os descontos passaram a ser rateados por todos os consumidores do SIN, por meio da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, independentemente de onde o consumidor estivesse conectado (ANEEL, 2016).

Um dos benefícios desse sistema é a transparência: é possível saber quanto se gasta com cada classe de consumo. Em 2015, foram gastos R\$ 577 milhões para subsidiar as permissionárias, ou seja, R\$ 1.238,63 a.a. por unidade consumidora. Sendo que 551 milhões foram para subsidiar os descontos na Tarifa de Energia – TE e 26 milhões para subsidiar a Tarifa de Uso com Sistema de Distribuição – TUSD.

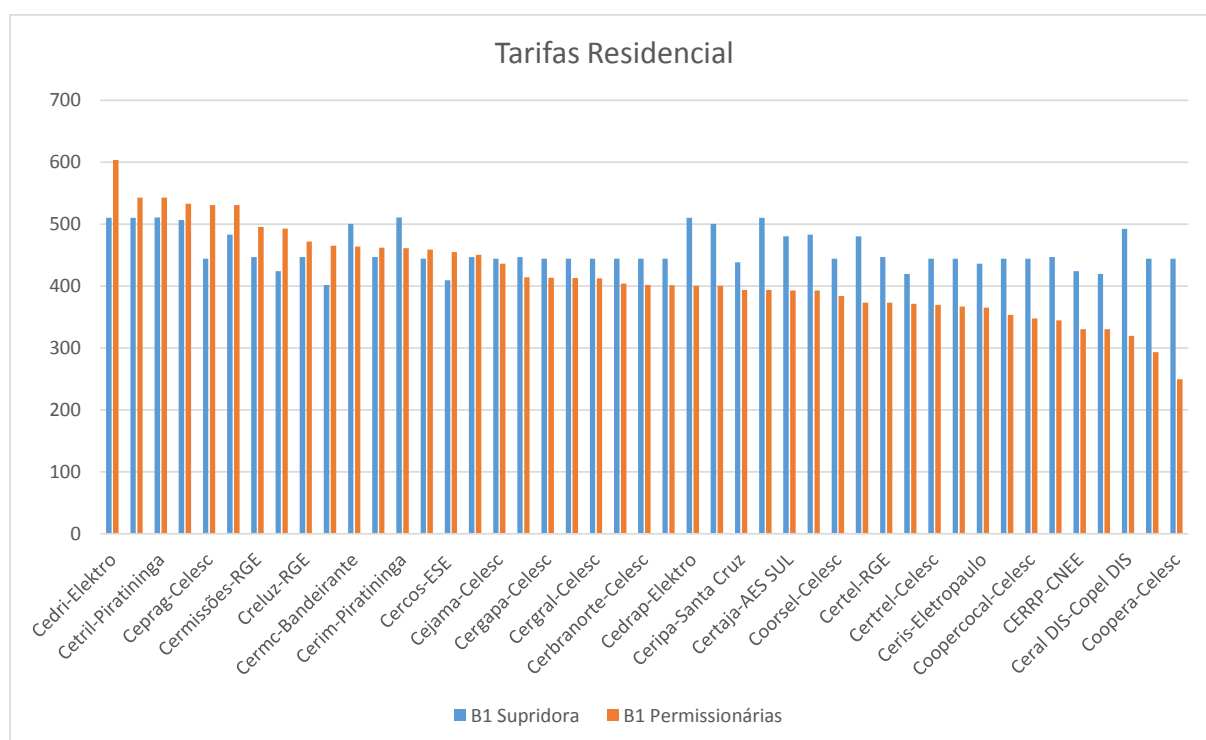
Contudo, o Decreto nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002, estabeleceu que os descontos tarifários na Tarifa de Energia seriam reduzidos a cada ano a partir da segunda revisão tarifária, à razão de 25%, restando apenas o desconto na TUSD que, contudo, representa apenas 4,5% do total de subsídio considerado para as permissionárias.

Destaca-se que o total de subsídio da TE equivale à 3% de um total de 18,9 bilhões do orçamento previsto para a CDE em 2015, que deverão ser pagos pelos agentes do setor elétrico (agentes de geração, transmissão e distribuição).

A tarifa do consumidor residencial B1, em 2015, de uma permissionária era em média 8,71% menor que das concessionárias que suprem energia elétrica para permissionárias. Das 38, apenas 14 permissionárias possuem tarifas B1 maiores que as de sua supridora. Destaca-se a tarifa da *Cedri* que é 19,5% maior que a da sua supridora, *Elektro*.

Frisa-se, também, a tarifa da permissionária *Coopera*, que não só é a menor tarifa dentre as permissionárias, mas também é a menor tarifa do Brasil²⁷. A tarifa B1 da *Coopera* é 43,8% menor que a da *Celesc*. A Figura 13 a seguir ilustra essa situação.

Figura 13 - Comparação entre as tarifas B1 de permissionárias e supridoras em 2005



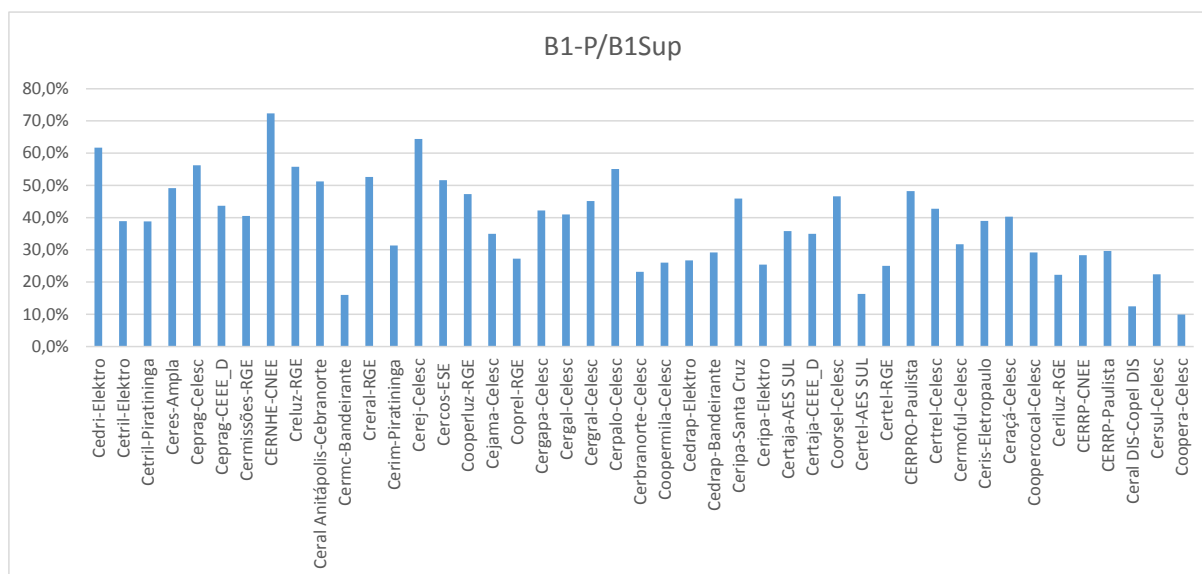
Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANEEL (2016)

Com o fim do subsídio tarifário, espera-se que, em algumas permissionárias, a tarifa do consumidor B1 aumente em média 53,2%, e seja, em média, 38% maior que a principal

²⁷ Dados do Ranking da ANEEL. (ANEEL, 2016)

supridora. A tarifa B1 da *Cedri*, por exemplo, que em 2015 era de 0,604 R\$/kWh, seria de 0,825 R\$/kWh, caso a *Cedri* não possuísse descontos na tarifa de suprimento. Já no caso da *Elektro*, o fim dos subsídios deve ocasionar uma queda de 0,5% na tarifa B1, variando de 0,510 R\$/kWh para 0,507kWh.

Figura 14-Diferença percentual B1 entre supridora e permissionária sem descontos



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANEEL (2016)

5.3.2 Prêmio IASC e as Permissionárias

Para análise da qualidade do atendimento, a ANEEL realiza todos os anos uma pesquisa de satisfação com os consumidores residenciais do país. Nessa pesquisa, são entrevistados consumidores de municípios sorteados aleatoriamente de área de concessão/permissão da distribuidora. A partir de então, é calculado o Índice ANEEL de Satisfação do consumidor – IASC. A melhor distribuidora ganha o prêmio IASC (ANEEL, 2016).

A Pesquisa analisa a qualidade dos serviços em relação aos seguintes itens: (ANEEL, 2015)

- Informação ao cliente
- Acesso à Empresa
- Confiabilidade nos serviços
- Valor

- Satisfação
- Confiança
- Fidelidade

Em 2015, foram entrevistados 25.186 consumidores nas 101 distribuidoras de energia elétrica, sendo 20.230 entrevistados nas 63 concessionárias de distribuição e 4.956 permissionárias de distribuição. O prêmio IASC é dado por categorias, de acordo com o tamanho da distribuidora e natureza jurídica (permissão ou concessão), porém, para fins ilustrativos, a *Tabela 9-Pontuação IASC 2015* mostra as distribuidoras com as 20 maiores pontuações independentemente de categorias.

Tabela 9-Pontuação IASC 2015

PERMISSIONÁRIA	2015	Posição 2015
CERMISSÕES	83,18	1
COOPERMILA	81,12	2
CERGAPA	80,99	3
COOPERA	79,57	4
CERSUL	79,20	5
CERILUZ	78,73	6
CERMOFUL	78,62	7
COORSEL	78,01	8
CRERAL	77,98	9
CERBRANORTE	77,55	10
CERGRAL	77,27	11
COOPERCOCAL	76,47	12
CERGAL	75,66	13
CERTREL	75,49	14
CRELUZ-D	74,98	15
MUX-Energia	74,81	16
COPREL	73,60	17
EFLJC	73,56	18
CERAL ANITÁPOLIS	73,44	19
CERAL DIS	73,24	20

Fonte: Elaboração da própria autora com dados constantes do ANEEL, 2015

Observa-se que, entre as 20 melhores distribuidoras, apenas 2 são concessionárias, todas as outras são permissionárias.

Um outro aspecto a ser destacado é a *Cermissões* como primeira colocada. Essa permissionária possui a quarta maior tarifa dentre as permissionárias e, como mostrado na subseção 3.3.2, está dentre as empresas que já passaram pelo processo tarifário com a nova

metodologia, e foi a única empresa a solicitar um valor de Parcela B com variação de 7% do valor do último reajuste. Possivelmente, os seus cooperados participam das decisões da cooperativa e garantem que ela não funcione como monopolista. Além disso, como a tarifa já é alta, um valor muito elevado de Parcela B pode levar à perda de associados.

Outra característica importante sobre a *Cermissões* é que os seus consumidores da classe rural representam 62% do total de consumidores. Esse é um outro fator que pode influenciar tanto no processo de decisão de uma cooperativa quanto na satisfação de clientes.

A uniformidade entre os associados facilita o processo decisório em uma cooperativa, conforme destacado por Hansmann (1988). Além disso, consumidores rurais tendem a um grau menor de exigência com relação à qualidade de energia por dependerem menos de tecnologias de ponta, que necessitam de índices melhores de qualidade.

Um outro ponto a ser observado é a que quanto menor a participação dos cooperados no público da permissionária, menor a satisfação dos cooperados. Por meio de uma regressão simples, calculada no programa STATA13, é possível observar uma forte correlação entre as duas variáveis. Dentro de um intervalo de confiança *abaixo de 1%*, o *percentual de cooperados explica o resultado do IASC em 2014 em 36%*. A Tabela 10 - Resultado da Regressão IASC2014 x Percentual de Cooperados mostra o resultado da regressão.

Tabela 10 - Resultado da Regressão IASC2014 x Percentual de Cooperados

Number of obs = 38				F(1, 36) = 21.99	
Source	SS	df	MS	Prob > F = 0.0000	
Model	1476,78345	1	147.678.345	R-squared = 0.3793	
Residual	2417,13979	36	671.427.719	Adj R-squared = 0.3620	
Total	389.392.324	37	105.241.169	Root MSE = 8.1941	
IASC2014	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
Percentual de Cooperados	3.235.353	689.863	4.69	0.000	18.36246 46.3446
u	4.923.216	6.145.059	8.01	0.000	36.7694 61.69491

Fonte: Elaboração da autora com base nos dados extraídos do Processo Administrativo nº: 48500.002288/2015-37 da ANEEL e do Relatório IASC 2014.

O Fato é que, ao participar da gestão da cooperativa, o cooperado exige um atendimento melhor, bem como compartilha dos resultados positivos da empresa. Esses fatos influenciam na percepção de satisfação do consumidor. Quando o cooperado está insatisfeito, ele deixa de ser associado, o que se reflete na pesquisa de satisfação.

Ademais, há um viés natural do consumidor-cooperado não criticar algo que é de sua propriedade. Isso é evidenciado quando se verifica aspecto de qualidade real. Os Indicadores

Coletivos de Continuidade²⁸ mostram que os níveis, tanto de duração dos desligamentos (DEC) quanto frequência (FEC), são inferiores nas Concessionárias em relação às Permissionárias, o que demonstra que a qualidade da rede de distribuição é superior nas Concessionárias. Tal fato pode ser visto na Tabela 11 seguir.

Tabela 11 - Indicadores de Qualidade em 2015

Tipo	DEC	FEC
Concessionárias	1,50	1,03
Permissionárias	2,24	1,46
Total Geral	1,78	1,19

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de (ANEEL, 2016)

Ao analisar a característica rural dos consumidores das permissionárias e o índice IASC 2015, por meio de uma regressão simples, observa-se que existe uma correlação com grau de confiança abaixo de 3%, conforme pode ser visto na Tabela 12 a seguir.

Tabela 12 - Relação IASC x Participação dos consumidores rurais

Number of obs = 38				F(1, 36) = 5.06	
Source	SS	DF	MS	Prob > F = 0.0307	
Model	358.817.805	1	358.817.805	R-squared = 0.1232	
Residual	255.443.522	36	709.565.338	Adj R-squared = 0.0988	
Total	291.325.302	37	787.365.682	Root MSE = 8.4236	
IASC 2015	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
Rural	1.187.194	5.279.355	2.25	0.031	1.164911 22.57897
_cons	6.557.942	2.301.634	28.49	0.000	60.91149 70.24735

Fonte: Elaborado pela própria autora com base nos dados do SAMP e de ANEEL (2015)

5.3.3 Permissionárias do Sudeste

Antes do processo de regularização em 2003, as cooperativas do Sudeste tinham subsídio de 50% na compra de energia (PELEGRINI, RIBEIRO e PAZZINI, 2004). Mesmo na presença do subsídio, as cooperativas do Sudeste já demonstravam dificuldades. No trabalho apresentado por Pelegrini (2003), já havia cooperativa em São Paulo com 55% de cooperados do total de consumidores. Conforme evidencia a *Tabela 2 - Regularização das Cooperativas de Eletrificação Rural*, das 26 que começaram o processo de regularização, apenas 19 continuaram, destas, 19, 4% ainda estão pendentes de regularização.

²⁸ Estes Indicadores são apurados pela distribuidora e encaminhados periodicamente para ANEEL.

Contudo, as dificuldades tornam-se evidentes na relação de cooperados, com uma média de 65% de cooperados entre as empresas. A *Tabela 13 - Participação de Cooperados nas Permissionárias do Sudeste em relação ao total de consumidores* mostra uma comparação entre a relação de cooperados em 2000 e em 2014, na qual verifica-se uma queda significativa.

Tabela 13 - Participação de Cooperados nas Permissionárias do Sudeste em relação ao total de consumidores

Permissionária	%de cooperados 2014	%Cooperados 2000	Grupos Tabela 4
CEDRAP	67,2%	100,0%	3
CEDRI	76,1%	100,0%	5
CERES	78,7%	NI	4
CERIM	59,0%	100,0%	4
CERIPA	34,2%	55,0%	3
CERIS	63,3%	80,0%	4
CERMC	59,2%	100,0%	4
CERNHE	78,0%	100,0%	4
CERPRO	52,9%	87,0%	5
CERRP	48,0%	100,0%	4
CETRIL	89,2%	100,0%	1

Fonte: Elaboração da autora com base nos dados extraídos do Processo Administrativo nº: 48500.002288/2015-37 da ANEEL e de Pelegrine (2003).

Em termos de densidade geográfica, percebe-se que as permissionárias da região Sudeste estão em sua maioria no grupo 4²⁹, ou seja, elas possuem um baixo número de consumidores, mas alto número de consumidores por km de rede de distribuição. Isso traz algum ganho operacional.

Em termos de especificidade de ativos, a *Ceripa*, do estado de São Paulo, possui subestação em 69 kV, considerada alta tensão, o que necessita de grau maior de investimento e mão-de-obra especializada.

Talvez a necessidade de investir na construção de uma subestação de alta tensão tenha levado a *Ceripa* a se descapitalizar e reduzir a qualidade do atendimento, isso explicaria o baixo percentual de cooperados na sua área de atuação, porém, para fazer essa afirmação, seria necessário a realização de estudos mais aprofundados.

²⁹ Classificação de acordo com (ANEEL, 2012), utilizada para estimar os custos operacionais no primeiro ciclo de revisão.

No ranking IASC, as permissionárias do Sudeste estão entre as que possuem menor índice de satisfação ao cliente, sendo que a permissionária pior avaliada em 2015 foi a *CERMC*. A *Tabela 14 - IASC Permissionárias* mostra o IASC e a posição em ranking de cada permissionária do Sudeste.

Tabela 14 - IASC Permissionárias

Permissionária	2.015	Posição
CERIPA	66,10	24
CERRP	65,39	26
CEDRAP	62,03	28
CETRIL	60,57	29
CERNHE	59,87	30
CERPRO	59,13	31
CEDRI	58,02	34
CERIS	56,13	35
CERIM	55,37	36
CERES	54,78	37
CERMC	53,91	38

Fonte: Elaboração da autora com base nos dados extraídos de (ANEEL, 2015).

Um ponto de impacto nas permissionárias do Sudeste é o fato de elas estarem dispersas em sua grande maioria no estado de São Paulo, envoltas com outras distribuidoras de pequeno, médio e grande porte, como pode ser visto na *Figura 2-Áreas de Distribuição na Região Sudeste*. Essa situação leva os consumidores a compararem o atendimento com as concessionárias locais.

5.3.4 Permissionárias do Sul

As cooperativas do Sul são os mais bem-sucedidos exemplos de participação deste tipo de organização na eletrificação rural, não só em termos de levar o produto ao seu consumidor final, como também em termos de satisfação do consumidor. A melhor permissionária do Brasil, a *Cermissões*, localiza-se no Rio Grande do Sul.

As permissionárias do Sul do Brasil têm mais de 90% de cooperados, à exceção da *Ceral Dis* que possui 42%. Destaca-se que esta permissionária é a única do estado do Paraná e é a menor permissionária do país. Em 2015, possuía cerca de 940 unidades consumidores.

Entretanto, para chegar a esse ponto, as cooperativas do Sul do Brasil foram subsidiadas, antes da regularização. Os subsídios chegavam a 80% no Rio Grande do Sul (PELEGRINI, RIBEIRO e PAZZINI, 2004).

Um outro ponto de destaque é o fato de as permissionárias localizadas em Santa Catarina estarem muito próximas umas às outras, como pode ser visto na *Figura 1 - Áreas de Distribuição na Região Sul do Brasil*, isso facilita acordos para a redução de custos operacionais, como os de administração e manutenção. Ademais, o fato de estarem cercados por outras cooperativas, tira o poder de comparação em relação à qualidade de uma concessionária.

Em termos de vantagem geográfica, citada aqui, nos estudos de custos operacionais do primeiro ciclo, as cooperativas da região Sul estão classificadas em todos os grupos, mesmo assim, elas dominam as 10 primeiras posições em termos de Índice de Satisfação de Cliente. A *Tabela 15 - Características das Permissionárias do Sul* mostra um resumo dessas características.

Tabela 15 - Características das Permissionárias do Sul

Estado	Permissionária	2.015	% de Cooperados	Posição	Grupos - Tabela 4
RS	CERMISSÕES	83,18	92%	1	2
SC	COOPERMILA	81,12	100%	2	5
SC	CERGAPA	80,99	100%	3	5
SC	COOPERA	79,57	100%	4	1
SC	CERSUL	79,20	100%	5	1
RS	CERILUZ	78,73	100%	6	2
SC	CERMOFUL	78,62	99%	7	1
SC	COORSEL	78,01	100%	8	3
RS	CRERAL	77,98	100%	9	3
SC	CERBRANORTE	77,55	100%	10	3
SC	CERGRAL	77,27	99%	11	4
SC	COOPERCOCAL	76,47	100%	12	3
SC	CERGal	75,66	100%	13	1
SC	CERTREL	75,49	95%	14	4
RS	CRELUZ	74,98	99%	15	2
RS	COPREL	73,60	100%	16	2
SC	CERAL ANITÁPOLIS	73,44	98%	17	5
PR	CERAL DIS	73,24	42%	18	5
SC	COOPERLUZ	72,35	100%	19	2
SC	CERPALO	72,10	100%	20	3
RS	CERTEL	71,47	100%	21	1
SC	CEJAMA	70,07	100%	22	4
RS	CEPRAG	69,96	98%	23	1
SC	CERAÇÁ	65,00	100%	27	3
SC	CEREJ	58,67	99%	32	2
RS	CERTAJA	58,29	100%	33	2

Fonte: Elaboração da autora com base nos dados extraídos do Processo Administrativo nº: 48500.002288/2015-37 da ANEEL, de ANEEL (2015-a) e ANEEL (2012).

5.3.5 Sul x Sudeste

Além das questões geográficas, o que poderia explicar as diferenças de percepção de qualidade entre os consumidores do Sul país e do Sudeste? Ao analisar a participação do consumidor rural no mercado de ambas as regiões, verifica-se que esta é menor no Sudeste que no Sul, tanto em termos de número de consumidores como em termos de consumo de energia. A Tabela 16 a seguir demonstra essa situação.

Tabela 16 - Participação das classes de consumo nas permissionárias em 2015

CLASSE CONSUMIDORA	Nº DE CONSUMIDORES		CONSUMO DE ENERGIA	
	SUDESTE	SUL	SUDESTE	SUL
Comercial, Serviços e Outras	4,06%	5,80%	12,60%	10,42%
Consumo Próprio	0,04%	0,03%	0,09%	0,09%
Iluminação Pública	0,42%	0,52%	3,75%	4,14%
Industrial	0,27%	1,55%	13,62%	29,47%
Poder Público	0,42%	1,23%	0,93%	1,43%
Residencial	75,71%	48,73%	36,51%	19,86%
Rural	18,39%	41,77%	18,57%	32,17%
Rural Aquicultor	0,00%	0,04%	0,01%	0,07%
Rural Irrigante	0,54%	0,17%	4,63%	0,75%
Serviço Público (água, esgoto e saneamento)	0,15%	0,15%	9,30%	1,60%
Serviço Público (tração elétrica)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Fonte: Elaboração da autora com base nos dados extraídos do SAMP.

O fato de as permissionárias do Sul possuírem um público rural maior favorece a satisfação de clientes. Devido às suas características como baixa densidade populacional e número menor de usuários, este público tende a ser preterido pelas grandes distribuidoras. Na cooperativa, ele tem um papel fundamental na decisão dos investimentos a serem realizados: como o principal objetivo desse tipo de sócio é expandir o seu negócio principal, o agronegócio, sua participação reduz os custos de monopólio.

Ademais, a população rural, por depender de níveis tecnológicos menores, tende a ser menos exigente com relação a níveis de qualidade de energia em comparação ao público urbano.

Quando a cooperativa cresce a ponto de ter consumidores de outros tipos, em especial urbanos, estes consumidores geram lucro (“sobras operacionais”) para a cooperativa. A sede

por mais lucro faz com que a cooperativa comece a se comportar como monopolista. Quando isso ocorre, há um aumento na desconfiança entre os sócios e, como as barreiras de entrada e saída foram eliminadas no passado para garantir o crescimento da cooperativa, os consumidores não possuem entraves para sair da sociedade e acabam por deixá-la. Essa situação se agrava em momentos de crise, quando as sobras operacionais tornam-se déficit.

Um outro ponto de destaque é a participação do consumidor industrial que, nas permissionárias do Sul, é maior que no Sudeste. Como no Sudeste existem várias distribuidoras, o consumidor industrial tende a buscar um local com melhor qualidade de energia para conexão. Historicamente, as concessionárias têm melhores índices de qualidade. A *Tabela 17 - Indicadores de Qualidade no Sudeste* mostra a comparação dos indicadores de qualidade no Sudeste entre Permissionárias e Concessionárias. Percebe-se que as Concessionárias possuem índices superiores.

Tabela 17 - Indicadores de Qualidade no Sudeste

Tipo	DEC³⁰	FEC³¹
Concessionária	0,75	0,51
Permissionária	3,21	1,68
Total Geral	1,57	0,90

Fonte: Elaboração da autora com base nos dados extraídos da ANEEL

Em suma, as características dos cooperados do Sudeste faz com que os custos de governança sejam maiores no Sudeste que no Sul.

³⁰ DEC é a duração equivalente de Interrupção por unidade consumidora, cujo valor é medido mensalmente.

³¹ FEC é a frequência equivalente de Interrupção por unidade consumidora.

6. POLITICAS PÚBLICAS PARA PERMISSIONÁRIAS

Conforme discutido anteriormente, há uma tendência entre as permissionárias de redução do quadro de cooperados, em especial, na região Sudeste. Essa redução pode implicar na diminuição da capacidade de investimento da permissionária. A situação irá se agravar com o fim do subsídio na tarifa de energia das permissionárias, quando as tarifas das permissionárias poderão ser superiores às da Concessionária local.

Desde o começo da reforma do setor elétrico, há aqueles que defendem a intervenção do Estado, no sentido de considerar as cooperativas uma forma ilegal de distribuição de energia elétrica. Nesse sentido, Souto e Loureiro (1999) concluem que

A solução dessa controvérsia, por tudo o quanto se disse, é algo que deve ser na ordem do dia. Impedir a renovação e consolidação das irregularidades e assegurar o fiel cumprimento das leis e contratos é simplesmente o que se deve esperar. E o óbvio é que, por mais simples que isso seja, é estritamente necessário. Nada mais. E disso buscou-se tratar aqui.

Nesse caso, a solução viável seria a encampação da área de atuação da permissionária pela concessionária local.

Outros autores entendem que as cooperativas tiveram um papel importante no desenvolvimento do meio rural do país e que a continuidade de mecanismos de estímulos a cooperativas permissionárias tem como principal objetivo tarifas módicas e acessíveis a todos consumidores. Pelegrini et al (2015) propõem algumas soluções para o fim do subsídio, dentre elas: a compra no mercado livre; mecanismos de subsídio cruzados por meio das cotas de garantia física e entre as distribuidoras; e continuação dos subsídios por meio da CDE.

Hendrikse e Veerman (2001) falam sobre as transformações das cooperativas de venda de produtos agrícolas em situações adversas, como mudanças nas condições de mercado. Nesse caso, fica a pergunta: essa seria uma condição viável para garantir condições ao equilíbrio econômico-financeiro das permissionárias após o fim dos subsídios?

A seguir, é realizada uma análise das três possíveis soluções para as cooperativas permissionárias de energia elétrica: a encampação, a manutenção dos subsídios e outras medidas assistenciais; e as transformações das cooperativas permissionárias.

6.1 ENCAMPAÇÃO

Mesmo sob a presença de subsídio, os cooperados investiram tempo e dinheiro para desenvolver a rede de distribuição. Não parece justo o governo impor que haja a transferência impositiva de toda uma rede

Outrossim, quando o agente deixa de ser o mais eficiente, há um incentivo natural para que este aliene o conjunto de ativos por um valor estipulado entre as partes. Caso haja a intervenção estatal, e leve-se à licitação dos bens, a reversão pode ser dada por meio de preços artificiais que podem não refletir o preço real dos ativos (MATTOS, 2016).

De acordo com Mattos (2016), na teoria econômica, a função dos direitos de propriedade (DPs) é, em geral, gerar riquezas para o agente econômico. A regulação tende a restringir esses direitos quando há falhas de mercado (como monopólio) ou externalidades negativas (como poluição). Ao intervir de forma desnecessária, o Estado estaria limitando o direito de propriedade e, portanto, deixando de gerar riqueza.

De acordo com Williamson (1994), a expropriação governamental pode gerar questões de credibilidade e segurança. As firmas e indivíduos investem confiantes em bens produtivos, certos de que não serão expropriados dos ganhos a que têm direito. Caso o governo decida unilateralmente pela expropriação e não remunere os ativos corretamente, isso gera uma perda de confiança entre os investidores para futuros investimentos no país em questão.

Assim, a encampação por meio de uma intervenção estatal pode gerar perda de confiança por parte dos investidores, além reduzir a capacidade do mercado em gerar riquezas.

6.2 MANUTENÇÃO DOS SUBSÍDIOS E OUTRAS MEDIDAS ASSISTENCIAIS

Pelegri et al (2015) propõem as seguintes medidas para garantir a manutenção da sanidade financeira das permissionárias:

- Participação em leilões;
- Fundo equalizador;
- Distribuição de cotas de garantia física entre as cooperativas; e
- Manutenção do subsídio via CDE.

Com excessão da participação em leilões de energia junto a outras distribuidoras, as outras medidas visam manter os benefícios assistenciais existentes hoje.

A participação em leilões de energia públicos já é permitida hoje, de acordo com o SUBMÓDULO PRORET 11.1. O que ocorre é que a permissionária perde os subsídios na compra de energia. Ao fim dos benefícios, essa é uma medida válida de governança e pode ser adotada pela permissionária quando se provar vantajosa.

Fundo equalizador entre concessionárias e cooperativas³² e uso de cota de garantia física de geração³³ demonstram ser mais algumas formas de subsídio, porém, subsídios velados. A grande vantagem trazida pela Lei nº 12.783/2013 foi a transparência dos subsídios pagos pelo consumidor na conta de energia.

A manutenção dos subsídios por meio da CDE é uma medida válida, porém, cabe refletir sobre a necessidade da manutenção desse benefícios. A presença dos subsídios por si só distorce os custos de governança fazendo com que a cooperativa não busque a forma de governança mais eficiente, conforme pode ser visto na *Figura 12 - Governança x Especificidade de ativos na presença de subsídios*.

Ocorre que as concessionárias locais, na atual condição, conseguem prover o serviço sem a necessidade do subsídio, tal fato pode ser verificado na comparação entre as tarifas B1 das permissionárias e suas supridoras ao desconsiderar o efeito do subsídio, constante da *Figura 14-Diferença percentual B1 entre supridora e permissionária sem descontos*.

Ademais, em vez de defender os subsídios às cooperativas simplesmente para promover o setor agrícola, por que não investir diretamente no agronegócio? Deve-se pensar, também, se o valor de R\$ 1.238,63 por unidade consumidora não poderia ser usado para promover a eletrificação rural em locais do país ainda sem atendimento.

Por outro lado, a redução de 25% a.a. dos subsídios estabelecida pelo Decreto nº 4.541/2002 pode impedir as transformações necessárias na permissionária para que esta possa sobreviver. Assim, talvez haja necessidade de mais tempo para a redução do benefício.

³² Esta proposta é baseada no modelo argentino, onde existe um fundo equalizador que tem por objetivo igualar as tarifas entre as concessionárias e as cooperativas.

³³ As cotas de garantia física são um tipo de seguro instituídos para garantir a sanidade financeira tanto das distribuidoras quanto dos geradores em tempos de crise hídrica. Não é algo gratuito, tem custo para ambos os agentes, porém, esse custo é diluído durante os anos de concessão.

6.3 ADAPTAÇÕES DE EFICIÊNCIA

As firmas em situações adversas buscam transformações para se tornarem mais eficientes. Com o fim do subsídio, as permissionárias podem buscar formas mais eficientes de gestão. As transformações podem ser:

- Verticais – Integração com a supridora;
- Horizontais – Integração com cooperativas vizinhas ou concessionária; e
- Transformação em Sociedade Anônima.

A integração vertical com a supridora é a mais natural delas, uma vez que já existe uma relação contratual entre elas. A integração traria ganhos de escala à cooperativa e novos mercados à supridora. Ademais, essa relação contratual garante que, em caso de falência, a supridora tenha direitos sobre o ativo da cooperativa permissionária.

A integração horizontal pode ocorrer principalmente no estado de Santa Catarina, onde as permissionárias são vizinhas. Para igualar os preços de energia aos da principal supridora e, assim, evitar perdas de cooperados, as cooperativas buscarão unirem-se, a fim de garantir o ganho de escala necessário para conseguir tarifas módicas.

Como descrito na Seção 5, o crescimento da cooperativa traz um aumento dos conflitos internos. Com o fim do subsídio, esses conflitos serão mais evidentes. A consequência disso é a perda de cooperados e, por conseguinte, a perda da capacidade de autofinanciamento. Uma das possíveis soluções para reduzir os custos com os conflitos internos e trazer mais investimentos é alteração da forma de governança.

Hendrikse e Veerman (2001) descrevem a adoção de solução semelhante pelas cooperativas europeias de venda de produtos agrícolas para superar dificuldades incorridas por elas durante alterações ocorridas no mercado europeu.

Lazzarini, Bialoskorski e Chaddad (1999) propõem uma série de alterações na forma de gerência das cooperativas. Dentre as alterações, está a mudança para Sociedade Anônima. A atual legislação brasileira não veda as transformações, contudo, esse tipo de transformação é complexa e provavelmente só será feita em último caso. O mais provável é que aqueles que possuem maiores vantagens competitivas passem pela transformação, a exemplo da *Coopera* que, após o fim do subsídio, terá uma tarifa B1 10% maior que a tarifa da supridora local.

Cabe ao poder público favorecer as transformações necessárias para garantir o suprimento de energia a esse mercado consumidor. Deve-se ter o cuidado apenas com as transformações verticais, pois estas, provavelmente, ocorrerão entre a concessionária supridora de energia e a cooperativa. Ocorre que nessa condição, a concessionária possui

vantagens na negociação, sendo a única compradora. Talvez nesse caso, deva haver a interferência do órgão regulador.

Uma vez as transformações realizadas, as cooperativas devem ter os mesmos direitos e deveres de uma concessionária comum, pois prestam o mesmo serviço. Assim, em momento oportuno, como nas renovações contratuais, as permissionárias possam se tornar concessionárias.

6.4 ASPECTOS REGULATÓRIOS

Em termos de aspectos regulatórios, existem dois pontos a serem considerados: as correções das falhas de mercado e o custo regulatório. As falhas de mercado apontam uma regulação mais presente e efetiva. Os custos regulatórios são fatores limitantes para efetivar com qualidade a regulação proposta.

No caso do segundo ciclo de revisão tarifária das permissionárias, o órgão regulador decidiu por uma regulação mais leve por entender que a falha de mercado existente no setor de distribuição é minimizada pela presença dos consumidores na gestão da cooperativa. Um outro ponto considerado é que o primeiro ciclo de revisão demonstrou que o custo regulatório para as permissionárias e ao órgão regulador seria demasiado, fato demonstrado pela dificuldade de troca de informação entre eles.

Ocorre que, mesmo onde existe um número elevado de cooperados, ainda pode existir a predominância de grupos de consumidores sobre outros, em especial com o crescimento da cooperativa, como demonstrado na Seção 5.

A metodologia do segundo ciclo até tenta minimizar esse efeito ao fixar a estrutura tarifária, impedindo subsídios cruzados. Porém, essa medida não impede que os administradores da cooperativa estabeleçam valores de Parcela B próximos ao limite com o intuito de obter sobras operacionais para os membros mais ilustres.

A situação se agrava em cooperativas nas quais o número de não cooperados é elevado. Essa situação é demonstrada pela correlação entre o índice IASC e o percentual de consumidores na *Tabela 10 - Resultado da Regressão IASC2014 x Percentual de Cooperados*. Nesse caso, uma regulação mais efetiva faz-se necessária.

De fato, o custo regulatório deve ser considerado na escolha do tipo de regulação. Contudo, considerar uma regulação mais leve para as permissionárias pode levar a uma perda substancial do consumidor dessas localidades.

7. CONCLUSÃO

As cooperativas de eletrificação rural tiveram um papel de suma importância para o desenvolvimento das áreas rurais do Brasil. As vantagens comparativas de uma cooperativa a uma firma comum nas condições de isolamento, baixa densidade populacional, poucos usuários e homogeneidade dos consumidores, garantiram que as cooperativas permitissem aos produtores rurais o acesso à energia elétrica. Assim, esses produtores rurais puderam agregar valor à sua produção com o advento da energia elétrica.

Essas vantagens comparativas advêm do fato de que a gestão compartilhada entre os consumidores garante as reduções dos custos de monopólio característicos da distribuição de energia elétrica e dos custos regulatórios. Porém, à medida em que o número de usuários cresce, surgem conflitos de interesse, aumentando assim o custo decisório. Além disso, com um número maior de consumidores, há a necessidade de instalação de ativos mais complexos, como a construção de subestações de alta tensão.

A presença de estímulos governamentais garantiu o crescimento a ponto de atender um público urbano e industrial, bem como consumidores não associados à cooperativa. Nessa configuração, a legislação brasileira entende que a cooperativa é uma prestadora de serviço público. Assim, estas foram enquadradas como permissionárias distribuidoras de energia elétrica.

Os estímulos distorcem a noção de custos governança, assim, a cooperativa, mesmo sob um alto grau de especificidade de ativos, parece mais eficiente que uma firma comum, ou seja, nesse caso, pode-se verificar uma ineficiência do regime de governança.

Com a redução dos subsídios a partir de 2016, essa distorção diminui e, em busca de uma gestão mais eficiente, será possível verificar transformações entre as permissionárias. Transformações como fusão com a supridora ou com outra cooperativa e, a mais radical delas, a transformação em Sociedade Anônima. Essas transformações podem ocorrer sem a necessidade de interferência governamental. Cada cooperativa deveria optar pela melhor forma de se adaptar.

Nessas condições, entende-se que o poder público deva reconhecê-las, em momento apropriado, como concessionárias de serviço público com os mesmos deveres e direitos que uma concessionária comum. Inclusive, com a adoção de metodologia de revisão tarifária idêntica à das concessionárias.

Deve-se destacar que, mesmo que as transformações para uma firma comum não sejam visíveis, o aumento do grau de heterogeneidade entre os cooperados aumenta os conflitos internos e a possibilidade de ação como monopolista por um grupo dominante. Em face disso, existe a necessidade de regulação mais efetiva.

A metodologia adotada para o segundo ciclo de revisão, em que os custos gerenciáveis são de livre definição pela permissionária, ignora o fato de que transformações já estão ocorrendo dentro dela. É válida a preocupação do regulador com os custos regulatórios, contudo, a redução desses custos não pode gerar danos ao consumidor. A situação é mais agravante em permissionárias com um baixo número de cooperados.

Cooperativas no setor rural seriam instituições que corrigiram momentaneamente uma falha do mecanismo de mercado para coordenar um bem coletivo para os produtores rurais. Em algum ponto, torna-se mais eficiente ir para um mecanismo mais empresarial mesmo que o problema de coordenação esteja superado e a cooperativa passe a focar mais em terceiros do que os produtores rurais. Assim, haveria uma complementaridade intertemporal entre as cooperativas no curto prazo com uma sociedade empresarial bem “capitalista”. No longo prazo, a cooperativa prepararia o terreno para a emergência de uma atividade mais empresarial, e isso com ganho para todos os lados.

Fica a pergunta: se ainda há espaço para novas cooperativas de eletrificação rural no Brasil? A resposta é sim, o programa luz para todos³⁴ sofreu mais uma postergação, as dificuldades em atingir a meta e atendimento de 100% da população dá-se, em especial, no atendimento às comunidades isoladas do Brasil. Essa é a condição favorável para o surgimento de cooperativas de eletrificação rural. Contudo, deve-se fazer um planejamento para como será o futuro destas. Se serão transformadas em novos agentes do setor ou absorvidos pela concessionária local.

Contudo, para as cooperativas existentes hoje, espera-se do futuro transformações naturais para a obtenção de um nível maior de eficiência de governança e assim o ganho, tanto para os consumidores, quanto para os investidores.

³⁴ Programa de eletrificação rural que sucedeu o programa Luz no Campo.

8. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 205, de 22 de dezembro de 2005. **Diário Oficial, Seção 1, v. 142, n. 247**, Brasília, 26 dezembro 2005. 96.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 537, de 5 de março de 2013. **Diário Oficial, Seção 1**, Brasília, v. 150, n. 51, p. 61, 15 março 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 333, de 2 de dezembro 1999. **Diário Oficial**, Brasília, 3 dezembro 1999. 56.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 012, de 11 de janeiro de 2002. **Diário Oficial**, Brasília, 16 janeiro 2002. 59.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Submódulo 11.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária**. ANEEL. Brasília. 2016.

ANDRADE, C. S. D.; CARBONARI, E. N.; GUERRA, H. N. Outorga de Permissão de Serviços Públicos de Energia Elétrica. **Revista Brasileira de Energia, v.7, n. 2**, Itajubá, v. 7, Abr/Jun 1999. ISSN 2.

ANEEL. **Nota Técnica nº. 014/2011-SRE/ANEEL**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 44. 2011.

ANEEL. **Nota Técnica nº 397/2012-SRE/SRD/ANEEL**. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Brasília, p. 54. 2012.

ANEEL. **Relatório Brasil - IASC 2014**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 80. 2014.

ANEEL. **Nota Técnica nº. 220/2015-SRM/SGT/ANEEL, de 14 de outubro de 2015**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 29. 2015.

ANEEL. **Prêmio IASC 2015**. ANEEL. Brasília, p. 77. 2015.

ANEEL. ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2016. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 1 Setembro 2016.

ANEEL. **Nota Técnica nº 90/2016-SRM/SGT/ANEEL**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 110. 2016.

ANEEL. **PROCEDIMENTO DE DISTRIBUIÇÃO- MÓDULO 2**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2016.

ANEEL. **Procedimento de Regulação Tarifária - Módulo 7**. ANEEL. Brasília. 2016.

BRASIL. Decreto nº 41.019, de 26 de Fevereiro de 1957. **Diário Oficial**, Brasília, 12 março 1957.

BRASIL. Decreto nº 1.033, de 22 de maio de 1962. **Diário Oficial**, Brasília, Maio 1962.

BRASIL. Lei nº 4.504, de 30 de novembro de 1964. **Diário Oficial**, Brasília, 1964 novembro 1964.

BRASIL. Decreto nº 62.655, de 3 de maio de 1968. **Diário Oficial**, Brasília, Maio 1968.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. **Diário Oficial**, Brasília, 5 Outubro 1988.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. **Diário Oficial**, Brasília, 8 julho 1995.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 29 de dezembro de 1996. **Diário Oficial**, Brasília, 27 Dezembro 1996.

BRASIL. Decreto nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002. **Diário Oficial da União**, Brasília, 24 dezembro 2002.

BRASIL. Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. **Diário Oficial**, Brasília, 14 janeiro 2013.

COASE, R. Nature of the Firm. **Economica, New Series**, vol. 4, No.16, p. 386-405, 1937.

DELARMELINA, N.; SALLES, A. O. T. **Um Estudo sobre a Natureza das Cooperativas Agropecuárias sob a Ótica da Teoria dos Custos de Transação**. VIII Encontro de Economia Catarinense. Rio do Sul: APEC. Maio 2014.

ELETROBRAS. RGR -Eletrobras. **Eletrobras- Energia para novos tempos**, 2016. Disponível em: <www.eletrobras.com>. Acesso em: 1 setembro 2016.

FAMA, E. F.; JENSEN, M. C. Agency Problems and Residual Claims. **Journal of Law and Economics**, Cambridge, v. XXVI, n. 1, Junho 1983. ISSN.

FAMA, E. F.; JENSEN, M. C. Separation of Ownership. **Journal of Law and Economics**, Chicago, v. 26, n. 2, p. 301-325, Junho 1983. ISSN.

FOURNIER, A. C. P.; PENTEADO, C. L. D. C. **Eletrificação Rural: Desafios para a universalização da energia**. ANEEL. Brasília. 2007.

FRITZEN, E. **As Mudanças nas Cooperativas de Eletrificação Decorrentes da Regulação do Setor Elétrico Nacional**. Universidade do Extremo Sul Catarinense - UNESC. Criciúma, p. 57. 2005. (ISBN/ISSN).

HANSMANN, H. Ownership of the Firm. **Journal of Law, Economics & Organization**, Oxford, v. 4, n. 2, p. 267-304, Outono 1988.

HENDRIKSE, G. W. J.; VEERMAN, C. P. Marketing Cooperatives and Financial Structure: a Transaction Costs Economics Analysis. **Agriculture Economics**, Rotterdam, v. 26, p. 205-216, 2001.

JENSEN, M. C.; MECKLING, W. H. Theory of The Firm: Managerial Behavior, Agency Cost and Ownership Structure. **Journal of Financial Economics**, Rochester, NY, v. 3, n. 4, p. 305-360, Outubro 1976. ISSN ISSN.

KIP, V. W.; JOHN, V. M.; JOSEPH, H. E. **Economics of Regulation and Antitrust**. 3a. ed. Massachusetts: MIT Press, 2000.

LAZZARINI, S. G.; BIALOSKORSKI, S.; CHADDAD, F. R. Decisões Financeiras em Cooperativas: Fontes de Ineficiência e Possíveis Soluções. **Gestão e Produção**, São Carlos, v. v.6, n. n.3, p. 257-268, dezembro 1999.

MATTOS, C. É razoavel a reverssibilidade dos ativos no STFC? **TELE.SÍNTESE**, <http://www.telesintese.com.br/>, Maio 2016.

MURANETTO, L. F. Um Estudo Relativo ao Processo Histórico das Cooperativas de Eletrificação: O Caso do Brasil e Estados Unidos. **Revista de gestão e Organizações Cooperativas - RGC**, Santa Maria, v. 2, n. 3, Jan/Jun 2015. ISSN 2359-0432.

OCB. Organização das Cooperativas Brasileiras. **Organização das Cooperativas Brasileiras**, 03 ago. 2016. Disponível em: <http://www.ocb.org.br/site/ramos/infra_estrutura_historia.asp>.

OLIVEIRA, L. C. D. **Perspectiva para Eletrificação Rural no Novo Cenário Econômico Institucional do Setor Elétrico Brasileiro**. Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ. Rio de Janeiro, p. 116. 2001. (ISBN/ISSN).

PELEGRINI, M. A. **A Regulação das Cooperativas de Eletrificação Rural**. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 156. 2003. (ISBN/ISSN).

PELEGRINI, M. A. et al. **Metodologias Para Aprimoramento Regulatório das Permissionárias Distribuidoras de Energia Elétrica**. IX Congresso Brasileiro de Regulação - 3 ExpoABAR. Brasília: ABAR. 2015.

PELEGRINI, M. A.; RIBEIRO, F. S.; PAZZINI, L. H. **As Cooperativas de Eletrificação Rural no Novo Cenário do Setor Elétrico**. Encontro de Energia no Meio Rural. São Paulo: [s.n.]. 2004. p. 9.

ROSSET, G. C. et al. A Regulação da Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai – CRERAL, como agente prestador do serviço público de distribuição de

energia elétrica e suas vantagens e desvantagens. **Revista de Administração e Ciências Contábeis do IDEAU**, v.4, n.8, p. 2-18, 2009.

SCHUBERT, M. N. **Análise de Custos de Transação nas Cooperativas de Produção de Leite no Oeste de Santa Catarina**. UFRGS. Porto Alegre, p. 246. 2012.

SILVA, P.; ABRANTES, R.; OLIVEIRA, A. C. D. DOUTRINA E PRINCIPIOS COOPERATIVISTAS: UM ESTUDO DE CASO DA COOPERATIVA MAXI MUNDI. **Revista Científica do ITPAC, Araguaína**, v.5, n.3, Pub.6, p. 53-72, 2012.

SISTEMAOCB. **Agenda Institucional do Cooperativismo Edição 2015**. OCB. Brasília, p. 152. 2015. (ISBN/ISSN).

SOUTO, C. F.; LOUREIRO, G. K. **O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro e as Cooperativas de Eletrificação Rural**. 1a. ed. Porto Alegre, RS: Livraria do Advogado, v. 1, 1999.

WILLIAMSON, O. E. **The Economic Institutions of Capitalism**. New York: The Free Press, 1985.

WILLIAMSON, O. E. Corporate Finance and Corporate Governance. **The Journal of Finance**, EUA, v. XLIII, n. 3, p. 567-591, Julho 1988. ISSN ISSN.

WILLIAMSON, O. E. **Comparative Economic Organization - The Analysis of Discrete Structural Alternatives**. 1ª. ed. São Francisco: ICSPress, v. 1, 1994.

WILLIAMSON, O. E. Transaction Cost Economics: An Introduction. **Economics Discussion Papers**, Kiel, 1 Março 2007. 0-33.

YADOO, A.; CRUICKSHANK, H. The Value of Cooperative in Rural Electrification. **Energy Policy**, Amsterdã, 2010. ISSN DOI.