

## METODOLOGIAS PARA O APRIMORAMENTO REGULATÓRIO DAS PERMISSIONÁRIAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA

### **Marcelo Aparecido Pelegrini**

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1995), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1998) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2003). Atualmente é sócio-diretor da Sinapsis Inovação em Energia. Atua principalmente nos seguintes temas: regulação de serviços públicos, distribuição de energia elétrica, redes inteligentes, planejamento da distribuição, cooperativas de eletrificação rural e eletrificação rural.

### **João Carlos Martins de Carvalho**

Graduado em Engenharia Elétrica pela Fundação Educacional de Barretos (1979) e com mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1994). Possui experiência em transmissão e distribuição da energia elétrica, e projetos e montagens de instalações elétricas comerciais e industriais. É proprietário da Força & Luz Engenharia Ltda. Foi perito em distribuição de energia elétrica pela ARSESP (antiga CSPE). Realizou diversos trabalhos para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

### **Felipe Ribeiro Miranda**

Possui graduação em Engenharia Elétrica - Ênfase em Sistemas de Energia e Automação pela Universidade de São Paulo (2013). Tem experiência na área de Engenharia de Energia (Elétrica e Gás Natural), com ênfase em planejamento energético. Atua na área de comercialização de Energia, projeção de Mercado e definição de remuneração de Serviços de Concessão Pública.

### **Ivo Ordonha Cyrillo**

É engenheiro eletricista em Energia e Automação pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, mestre Sistema de Potência no tema de regulamentação da qualidade da energia, na mesma escola. Obteve MBA executivo pelas escolas francesas Dauphine e IEA-Sorbonne em Paris. Atua como consultor em temas transversais e externalidades, tais como qualidade da energia, enterramento de redes, energias renováveis, valorização econômica e novas fontes energéticas.

### **Ederson Pereira Madruga**

Atualmente é Doutorando pela Universidade Federal de Santa Maria - UFSM. Possui Mestrado na mesma instituição (2011). Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade do Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS (2007). Atua na Certaja Energia, em Taquari/RS, como líder do Setor de Engenharia e como professor no Centro Universitário UNIVATES, em Lajeado/RS. Áreas de interesse: Operação, Proteção, Planejamento de Sistemas Elétricos de Distribuição e Geração Distribuída.

**Endereço:** Alameda Jaú, 48 – 5º andar; Jardim Paulista – São Paulo – SP – CEP: 01420-000 – Brasil –  
Tel/Fax: +55 11 5051-0744 / 2615-0744 – e-mail: [marcelo.pelegrini@sinapsisenergia.com](mailto:marcelo.pelegrini@sinapsisenergia.com).

### **RESUMO**

No processo de regulação econômica atual das permissionárias de distribuição de energia elétrica existem vários itens que necessitam de aprimoramento de metodologias e simplificação de procedimentos para que se adequem à realidade das cooperativas, de modo a preservar o equilíbrio econômico-financeiro da permissão e a prestação de serviço adequado. Nesse artigo, serão aprofundados estudos sobre este tema, utilizando dados de históricos das cooperativas permissionárias. Resultando em propostas de metodologias, que serão consolidadas em documentos e apresentadas aos dirigentes das cooperativas e à equipe da ANEEL. Além disso, serão definidas diretrizes de políticas públicas integradas ao sistema cooperativista e ao incentivo ao meio rural.

Palavras chave: Revisão Metodológica, Cooperativas Permissionárias, Políticas Públicas.

## 1. INTRODUÇÃO

Desde 1920 quando surgiram às cooperativas de eletrificação rural no Brasil, este segmento se manteve marginalizado do setor, sendo uma livre iniciativa, que gerenciava seus custos e os repassava aos associados (cooperados).

A partir de 1988, com a redação da nova constituição, as cooperativas de eletrificação receberam a permissão de realizar o serviço de distribuição de energia. Deste modo, elas se tornaram um agente de serviço público. No entanto, o contrato de permissão continha uma armadilha para as cooperativas, o rótulo de concessão precária.

Nos anos 2000 ocorreram os processos de regularização jurídica, operacional e tarifária, culminando nos primeiros processos de revisão tarifária das cooperativas permissionárias em 2012.

Entretanto, tanto o despreparo do regulador para lidar com os novos agentes, quanto à precariedade de informações e desconhecimento de mercado destes, fez com que o primeiro ciclo de revisão tivesse diversos equívocos causando desequilíbrio econômico nas permissões.

Durante esses 15 anos as cooperativas, agora permissionárias, melhoraram a qualidade de sua gestão de ativos e processo contábil. Aqueles agentes antes tidos como precários, agora se mostram organizados e preparados para discutir as metodologias com a Agência Reguladora no próximo ciclo de revisão (2016).

## 2. OBJETIVO

No atual processo de regulação econômica das permissionárias de distribuição de energia elétrica existem vários itens que necessitam de melhorias metodológicas e simplificação de procedimentos para que se adequem à realidade das cooperativas, de modo a preservar tanto o equilíbrio econômico-financeiro da permissão quanto a prestação de serviço adequado.

Este artigo foca na relação de como desenvolver e aprimorar as metodologias para os itens mais significativos do processo de regulação econômica das cooperativas permissionárias de distribuição de energia elétrica. A saber:

- Definição de nível tarifário - parâmetros técnicos e econômicos das Parcelas A e B;
- Modicidade tarifária;

Este artigo representa uma parcela de um projeto de P&D, que envolve todos os aspectos da revisão tarifária das cooperativas de eletrificação. Neste artigo serão abordados os tópicos de:

- Estudo do Impacto da primeira Revisão Tarifária ordinária (1º RTO) no equilíbrio econômico financeiro das cooperativas permissionárias.
- Apresentar propostas de metodologias para valoração da base de Ativos;

Além dos temas intrínsecos à revisão tarifária, há também aspectos necessários para desenvolvimento do mercado que extrapolam as prerrogativas da regulação econômica, e que necessitam de estudos para definição de políticas públicas integradas ao sistema cooperativista e ao incentivo ao meio rural. Dessa forma também serão estudadas Políticas Públicas como subsídio para a definição das tarifas das cooperativas permissionárias de distribuição de energia.

## 3. METODOLOGIA

A metodologia proposta para se atingir os objetivos baseia-se na utilização de métodos clássicos de definição de parâmetros de regulação econômica de serviços públicos. Utilização de métodos de análise estatística de regressão, técnicas de benchmarking, métodos normativos, experiência internacional, entre outros.

A estruturação de uma base de dados contendo as informações que são utilizadas para regulação econômica e

tarifária das permissionárias, para uso em todas as etapas de definição metodológica.

Serão analisados os impactos de utilização que cada método trará no equilíbrio econômico-financeiro das permissionárias e na tarifa final.

#### **4. ESTUDOS REALIZADOS**

As permissionárias antes do processo de regularização, possuíam descontos na compra de energia elétrica que eram estabelecidos pelo órgão regulador, e os preços a serem cobrados do fornecimento de energia elétrica a seus cooperados/consumidores eram definidos pela então cooperativa, com base em seus custos realizados e previstos.

A meta, da primeira revisão tarifária, era estabelecer preços iguais ou mais próximos possíveis aos das tarifas praticadas pela(s) concessionária(s) distribuidora(s) supridora(s), mas nem sempre era viável.

Desde a regularização como permissionárias, sendo 26 cooperativas em 2008 e 12 cooperativas em 2010, essas cooperativas deixaram de definir os preços do fornecimento de energia elétrica, e passaram a praticar as tarifas estabelecidas pela ANEEL, tanto para a compra como para o fornecimento de energia elétrica, com base em tarifas estabelecidas pela metodologia constante na Resolução Normativa ANEEL nº 205, de 2005, conhecida como metodologia do SINCOOR. As tarifas médias iniciais de fornecimento não podiam ser inferiores e nem maiores do que 20% da tarifa média obtida com a aplicação das tarifas da(s) supridora(s) ao mercado da cooperativa, e os descontos concedidos no suprimento de energia elétrica eram superiores aos praticados antes da regularização, e eram limitados a 80%.

Após a regularização as tarifas iniciais calculadas com base na metodologia do SINCOOR foram reajustadas anualmente pela ANEEL, com base em critérios que não constaram em documentos normativos da mesma. Essas tarifas reajustadas são as que estavam vigentes até o dia anterior da data da primeira revisão tarifária de cada cooperativa.

##### **4.1. IMPACTOS 1º RTO**

Para mensurar os impactos provocados pela primeira revisão foram usados dados oficiais, seguindo a seguinte ordem de prioridade:

- Resolução homologatória de tarifas emitidas pela ANEEL;
- Notas técnicas emitidas pela SRE/ANEEL com informações detalhadas;
- Arquivos Persas de resultados finais, enviados pela SRE/ANEEL;
- Notas técnicas emitidas pela SRE/ANEEL com informações resumidas;
- Voto do diretor-relator com informações detalhadas;
- Voto do diretor-relator com informações resumidas;
- Arquivos disponibilizados em audiência pública ANEEL de revisão tarifária, específica para cada cooperativa.

Alguns valores apresentados são próximos dos reais, mas não exatamente iguais os do resultado final, pois foram obtidos através de valores em reais da Parcela A (compra de energia, transmissão e encargos setoriais) ou Parcela B (custos operacionais, cotas de depreciação e remuneração de investimento), multiplicados por percentuais constantes de voto do diretor-relator ou da nota técnica da revisão tarifária.

Em virtude da versão inicial do Submódulo 8.1 (Revisão Tarifária Periódica para Permissionárias) do Proret, ter sido aprovada em março de 2013, e nesta data já deveria ter sido realizada a revisão tarifária de 26 cooperativas permissionárias, a aplicação da metodologia foi realizada pela ANEEL em duas etapas: a primeira de cálculo da Parcela B, retroativa a data da revisão em 2012, e a segunda de cálculo da Parcela A, no reajuste tarifário de 2013 ou 2014.

Apesar das informações serem públicas, para não expor os dados de nenhuma cooperativa e não estender o artigo, elas serão apresentadas pelos valores totais das 38 cooperativas (26 regularizadas em 2008 e as 12 de 2012), a relação das cooperativas e as resoluções que homologaram os resultados da Parcela A e Parcela B estão apresentadas na Tabela do Anexo.

Na Tabela 1 são apresentadas as informações gerais das cooperativas permissionárias.

**Tabela 1: Informações da 1ª RTO sobre mercado e perdas nas Permissionárias**

Numero de Unidades Consumidoras (UC)	Quilômetros de Rede (km)	Relação UC/km de Rede	Perdas na Distribuição (%)	Energia Requerida (MWh/ano)
425.765,00	74.887,73	5,69	9,49	2.928.710

As cooperativas somadas atendiam a 0,6% das unidades consumidoras no Brasil. O baixo número de unidades consumidoras se justificava pela dificuldade na distribuição de energia. Cada quilometro de rede construído era capaz de levar energia para menos de 6 unidades consumidoras. O mercado de Energia total era de 0,8% do mercado cativo.

Esse cenário de adversidade, necessidade de grandes investimentos para atender um mercado pequeno, sempre foi um entrave para a eletrificação dessas áreas. Esse percalço só foi superado por ações cooperativista e políticas públicas para o desenvolvimento rural.

A baixa densidade de carga faz com que a tarifa para o consumidor cooperado seja mais cara que aos da distribuidora. Deste modo, após a regularização foi definida uma política de descontos na Parcela A (TE e TUSD), com o objetivo de manter a tarifa das cooperativas inferior a 110% do valor da distribuidora local. Na Tabela 2 e Tabela 3 são apresentados os descontos definidos na 1ª RTO.

**Tabela 2: Valores da 1ª RTO de Parcela A e de Compra de Energia nas Permissionárias**

Parcela A VPA (R\$)	Custo médio de Aquisição VPA com Desconto (R\$/MWh)	Custo médio de Aquisição VPA sem Desconto (R\$/MWh)	Compra de Energia CE com Desconto (R\$/ano)	Desconto na Compra de Energia CE (R\$/ano)	% de Desconto na TE
299.849.326,13	102,38	220,41	140.049.663,62	313.854.105,85	69,15

**Tabela 3: Valores da 1ª RTO de transporte de energia e de encargos setoriais**

Transporte CUSD com Desconto	Desconto no Transporte CUSD (R\$/ano)	% Desconto na TUSD	Relação Tarifa Cooperativa / Tarifa Supridora	Encargos Setoriais (R\$/ano)
118.000.153,03	31.801.387,86	21,23	< 110 %	41.799.509,49

Com os descontos de 70% na Energia e 20% nos Encargos, na média, foi possível manter a tarifa das cooperativas dentro do limite pretendido. Os descontos aplicados seriam custeados pela CDE (Conta de Desenvolvimento Energético). Porém, esses descontos seriam retirados gradualmente após a 2ª RTO. Os impactos da retirada dos descontos, caso fossem aplicados na primeira revisão, provocariam o aumento da tarifa em 51%, Tabela 4.

**Tabela 4: Receita Requerida da 1ª RTO e Percentuais de Aumento de Receita Devido a Retirada de Descontos na TE e TUSD**

Receita Requerida (R\$)	Aumento da Receita Requerida com a Retirada de descontos da TE (%) (1)	Aumento da Receita Requerida com a Retirada de descontos da TUSD (%) (2)	(5) + (6) (%)
674.149.686,50	46,56	4,72	51,27

Quanto a Parcela B, foi criado um banco de preços para valoração dos Ativos das Cooperativas; e aplicado os critérios de revisão tarifária conforme definido no Proret 8.1.

O crescimento do mercado cooperado no período entre 2008 e 2012 foi de 15%. Sendo assim, esse valor foi deduzido da sua parcela B na revisão.

O primeiro problema da revisão foi à formação do banco de preços, ver Tabela 5. Os custos aprovados foram 12% inferiores aos declarados no mesmo ano.

**Tabela 5: Valores da 1ª RTO de Parcela B e de Custos Operacionais em 2010**

Parcela B do Último reajuste (R\$ - corrente) (1)	Parcela B da Revisão VPB*(1-Pm) (R\$) (2)	Redução da Parcela B (%) = (2)/(1) -1	Custos Operacionais Ofício 014/2011 (R\$) (3)	Custo Operacional Proret 8.1 banco de Preços (R\$) (4)	(4) / (3) (%)
444.742.589,82	379.684.511,37	-14,63	212.377.685,81	187.991.822,97	88,52

O problema se deu em função da assimetria de informações entre cooperativas e órgão regulador e falta de preparo de ambas as partes para fazer a revisão.

A Tabela 6 mostra o resumo da primeira revisão, com a participação da Parcela A e B na tarifa, assim como a importância do aporte da CDE.

**Tabela 1: Valor na 1ª RTO de Subsídios Recebidos Através da CDE, e Percentuais de Participação da Parcela A, Parcela B e Outras Receitas na Receita Total**

Subsídio CDE ao Cooperado (R\$/ano)	Receita através da CDE ao cooperado (%)	Receita através de Tarifa (%)	Relação Parcela A / Receita Total (%)	Relação Parcela B / Receita Total (%)	Relação Outras Receitas / Receita Total (%)
76.034.428,68	11,28	88,72	44,48	56,32	-0,80

Após 4 anos da 1ª RTO as cooperativas se deparam com uma nova revisão. E com ela, a necessidade da aplicação de metodologias adequadas para avaliação da base de ativos e de políticas públicas para manter a tarifa atual com os valores próximos às concessionárias após o fim dos descontos, via CDE.

#### 4.2. VALORAÇÃO DA BASE DE ATIVOS

Para a valoração da Base de ativos serão apresentados duas frentes do trabalho para a formulação do novo banco de preços: melhoria da informação e atualização dos Índices.

Na parte das informações, no âmbito do P&D, foi criado um grupo com representantes das cooperativas do Rio Grande do Sul, para padronização técnica e contábil das informações.

A partir do trabalho do grupo foi diagnosticada a falha de grande parte das cooperativas em diferenciar custos operacionais (OPEX) e investimento (CAPEX). As cooperativas têm 100% dos seus custos regulatórios por *benchmark*, que neste caso é um problema, tendo em vista que algumas cooperativas declaram custos operacionais inferiores ao custo da estrutura mínima definida pela ANEEL, conforme a figura 1, prejudicando o *benchmark* das outras cooperativas. Isso faz com que cooperativas que alocam mais custos em OPEX, baixem o valor do banco de preços, não tendo, portanto, os custos operacionais reconhecidos por estarem muito distantes do valor das demais cooperativas.













