

Cadernos Temáticos ANEEL

Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica



Agência Nacional de Energia Elétrica

4

Cadernos Temáticos ANEEL

Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

Brasília DF
Abril 2005

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Diretoria

Diretor-Geral

Jerson Kelman

Diretores

Eduardo Henrique Ellery Filho

Isaac Pinto Averbuch

Jaconias de Aguiar

Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa

Catálogo na Fonte
Centro de Documentação - CEDOC

A265t Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil).
Tarifas de fornecimento de energia elétrica /
Agência Nacional de Energia Elétrica. - Brasília :
ANEEL, 2005
30 p. : il. - (Cadernos Temáticos ANEEL; 4)

1. Tarifa elétrica - Brasil. 2. Consumidor de energia
elétrica. 3. Reajuste. I. Título. II. Série.

CDU: 338.516.46:621.31(81)

SUMÁRIO

| | |
|---|----|
| 1. APRESENTAÇÃO | 7 |
| 2. CONCEITOS BÁSICOS SOBRE TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA | 9 |
| 2.1. Classes e subclasses de consumo | 9 |
| 2.2. Componentes das tarifas | 10 |
| 3. ESTRUTURA TARIFÁRIA | 11 |
| 3.1. Tarifas do grupo A | 11 |
| 3.2. Tarifas do grupo B | 14 |
| 3.3. Tarifa social de baixa renda | 14 |
| 4. COMPOSIÇÃO DAS TARIFAS | 16 |
| 4.1. Custos gerenciáveis - parcela B | 17 |
| 4.2. Custos não gerenciáveis – parcela A – encargos setoriais .. | 18 |
| 4.3. Custos não gerenciáveis – parcela A – encargos de uso das redes elétricas | 19 |
| 4.4. Custos não gerenciáveis – parcela A – compra de energia .. | 20 |
| 5. MECANISMOS DE ATUALIZAÇÃO DAS TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA | 21 |
| 5.1. Reajuste tarifário anual | 21 |
| 5.2. Revisão tarifária periódica | 23 |
| 5.3. Revisão tarifária extraordinária | 27 |
| 6. ABERTURA E REALINHAMENTO TARIFÁRIO | 28 |
| 7. QUADROS TARIFÁRIOS | 30 |

1. APRESENTAÇÃO

Reduzir a assimetria de informações e disseminar a cultura da regulação são dois dos mais árduos e importantes desafios enfrentados por uma agência reguladora. Esses desafios ficam maiores ainda quando se trata da regulação de um setor complexo como é o setor elétrico brasileiro. Criar condições para que todos – consumidores, empresas do setor, autoridades e público em geral – possam ter um mínimo de compreensão das questões que afetam suas vidas é um trabalho de todos os dias, 365 dias por ano. Tanto é assim, que o próprio Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, que constituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabeleceu como uma das diretrizes para sua ação a “educação e informação dos agentes e demais envolvidos sobre as políticas, diretrizes e regulamentos do setor de energia elétrica”.

Essas atividades são extremamente importantes para manter o adequado equilíbrio nas relações entre os consumidores e os agentes do setor, sendo essenciais para o processo regulatório. Para vencer essa assimetria, tornando a atividade regulatória mais compreensível, a ANEEL tem trabalhado de forma constante no sentido de tornar públicas e acessíveis todas as informações de interesse da sociedade relativas ao setor elétrico.

Exemplos disso são a obrigatoriedade da remessa, pelas distribuidoras, dos contratos de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica a todos os consumidores; a ampla divulgação da Resolução nº 456, que estabelece direitos e deveres dos consumidores e das distribuidoras; a Central de Teleatendimento da Agência, que tira dúvidas dos consumidores e recebe suas reclamações; as reuniões públicas de Diretoria, transmitidas pela internet; a própria página da ANEEL na internet e as audiências públicas que a Agência realiza (foram mais de 150 nos primeiros sete anos de existência da ANEEL).

Ainda que essas ações possam ser consideradas positivas, temos convicção de que há muito por fazer nesse campo. Assim, uma nova iniciativa da Agência é o lançamento da coleção **Cadernos Temáticos ANEEL**, que tem como objetivo colocar ao alcance do público temas relevantes da regulação do setor elétrico brasileiro. Ao abordar esses temas em linguagem simples e direta, a ANEEL espera dar mais uma contribuição para que todos os interessados possam entender melhor cada um dos muitos assuntos que são objetos de sua ação de regulação. Espera-se com isso, permitir o avanço do debate sobre cada um desses temas, contribuindo para o aprimoramento do processo regulatório e, conseqüentemente, com as melhorias da qualidade do serviço de energia elétrica e da qualidade de vida da população brasileira.

Nesse sentido, o presente caderno aborda os aspectos conceituais e metodológicos das tarifas vinculadas aos consumidores finais de energia elétrica, com o detalhamento dos seus componentes e das formas de aplicação, bem como seus reposicionamentos tarifários em função dos reajustes e revisões previstos contratualmente. De modo claro, são apresentados e qualificados os valores constantes das tarifas que integram, em última instância, a fatura cobrada ao consumidor.

Mais informações sobre o tema poderão ser obtidas diretamente com as áreas técnicas da ANEEL, responsáveis por sua implementação, ou na página eletrônica www.aneel.gov.br – ou ainda pelo endereço eletrônico master.sre@aneel.gov.br.

Brasília, abril de 2005

Jerson Kelman
Diretor-Geral

2. CONCEITOS BÁSICOS SOBRE TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

Os consumidores de energia elétrica pagam, por meio da conta recebida de sua empresa distribuidora de energia elétrica, um valor correspondente à quantidade de energia elétrica consumida, no mês anterior, estabelecida em quilowatt-hora (kWh) e multiplicada por um valor unitário, denominado **tarifa**, medido em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh), que corresponde ao valor de 1 quilowatt (kW) consumido em uma hora.

As empresas de energia elétrica prestam esse serviço por delegação da União na sua área de concessão, ou seja, na área em que lhe foi dada autorização para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.

Cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelecer tarifas que assegurem ao consumidor o pagamento de um valor justo, como também garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de distribuição, para que ela possa oferecer um serviço com a qualidade, confiabilidade e continuidade necessárias.

2.1. Classes e subclasses de consumo

Para efeito de aplicação das tarifas de energia elétrica, os consumidores são identificados por classes e subclasses de consumo. São elas:

Residencial – na qual se enquadram, também, os consumidores residenciais de baixa renda cuja tarifa é estabelecida de acordo com critérios específicos;

Industrial – na qual se enquadram as unidades consumidoras que desenvolvem atividade industrial, inclusive o transporte de matéria prima, insumo ou produto resultante do seu processamento;

Comercial, Serviços e Outras Atividades – na qual se enquadram os serviços de transporte, comunicação e telecomunicação e outros afins;

Rural – na qual se enquadram as atividades de agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, coletividade rural e serviço público de irrigação rural;

Poder Público – na qual se enquadram as atividades dos Poderes Públicos: Federal, Estadual ou Distrital e Municipal;

Iluminação Pública – na qual se enquadra a iluminação de ruas, praças, jardins, estradas e outros logradouros de domínio público de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público;

Serviço Público – na qual se enquadram os serviços de água, esgoto e saneamento; e

Consumo Próprio – que se refere ao fornecimento destinado ao consumo de energia elétrica da própria empresa de distribuição.

2.2. Componentes das tarifas

As tarifas de energia elétrica são definidas com base em dois componentes: **demanda de potência** e **consumo de energia**. A demanda de potência é medida em quilowatt e corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora, durante um intervalo de tempo especificado normalmente 15 minutos e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente de 30 dias. O consumo de energia é medido em quilowatt-hora ou em megawatt-hora (MWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, normalmente de 30 dias.

As tarifas de demanda de potência são fixadas em reais por quilowatt e as tarifas de consumo de energia elétrica são fixadas em reais por megawatt-hora (R\$/MWh) e especificadas nas contas mensais do consumidor em reais por quilowatt-hora.

Nem todos os consumidores pagam tarifas de demanda de potência. Isso depende da estrutura tarifária e da modalidade de fornecimento na qual o consumidor está enquadrado.

3. ESTRUTURA TARIFÁRIA

Define-se **estrutura tarifária** como sendo o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento.

No Brasil, as tarifas de energia elétrica estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: “grupo A” e “grupo B”.

3.1. Tarifas do grupo A

As tarifas do “grupo A” são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 a 230 quilovolts (kV), e recebem denominações com letras e algarismos indicativos da tensão de fornecimento, como segue:

- A1** para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- A2** para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- A3** para o nível de tensão de 69 kV;
- A3a** para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- A4** para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- AS** para sistema subterrâneo.

As tarifas do “grupo A” são construídas em três modalidades de fornecimento: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde, sendo que a convenção por cores é apenas para facilitar a referência.

a) Estrutura tarifária convencional

A **estrutura tarifária convencional** é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A tarifa convencional apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt e outro para o consumo de energia em reais por megawatt-hora.

O consumidor atendido em alta tensão pode optar pela estrutura tarifária convencional, se atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV, sempre que tiver contratado uma demanda inferior a 300 kW.

b) Estrutura tarifária horo-sazonal

A **estrutura tarifária horo-sazonal** é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. O objetivo dessa estrutura tarifária é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor, pelo valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia e nos períodos do ano em que ela for mais barata.

Para as horas do dia são estabelecidos dois períodos, denominados **postos tarifários**. O posto tarifário “ponta” corresponde ao período de maior consumo de energia elétrica, que ocorre entre 18 e 21 horas do dia. O posto tarifário “fora da ponta” compreende as demais horas dos dias úteis e as 24 horas dos sábados, domingos e feriados. As tarifas no horário de “ponta” são mais elevadas do que no horário “fora de ponta”.

Já para o ano, são estabelecidos dois períodos: “período seco”, quando a incidência de chuvas é menor, e “período úmido” quando é maior o volume de chuvas. As tarifas no período seco são mais altas, refletindo o maior custo de produção de energia elétrica devido à menor quantidade de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, provocando a eventual necessidade de complementação da carga por geração térmica, que é mais cara. O período seco compreende os meses de maio a novembro e o período úmido os meses de dezembro a abril.

b1) Tarifa horo-sazonal azul

A **tarifa horo-sazonal azul** é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo

com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. Ela é aplicável obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado, e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.

A **tarifa horo-sazonal azul** tem a seguinte estrutura:

Demanda de potência (R\$/kW):

Um valor para o horário de ponta (P)

Um valor para o horário fora de ponta (FP)

Consumo de energia (R\$/MWh):

Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)

Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)

Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)

Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

b2) Tarifa horo-sazonal verde

A **tarifa horo-sazonal verde** é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.

A tarifa horo-sazonal se aplica obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW, com opção do consumidor pela modalidade azul ou verde. As unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW podem optar pela tarifa horo-sazonal, seja na modalidade azul ou verde.

A **tarifa horo-sazonal verde** tem a seguinte estrutura:

Demanda de potência (R\$/kW): valor único

Consumo de energia (R\$/MWh):

Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)

Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)

Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)

Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

3.2. Tarifas do grupo B

As tarifas do “grupo B” se destinam às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV e são estabelecidas para as seguintes classes (e subclasses) de consumo:

B1 Classe residencial e subclasse residencial baixa renda;

B2 Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;

B3 Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;

B4 Classe iluminação pública.

As tarifas do “grupo B” são estabelecidas somente para o componente de consumo de energia, em reais por megawatt-hora, considerando que o custo da demanda de potência está incorporado ao custo do fornecimento de energia em megawatt-hora.

3.3. Tarifa social de baixa renda

Com base na legislação em vigor, todos os consumidores residenciais com

consumo mensal inferior a 80 kWh, ou aqueles cujo consumo esteja situado entre 80 e 220 kWh/mês e que comprovem inscrição no Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal, fazem jus ao benefício da subvenção econômica da Subclasse Residencial Baixa Renda.

A tarifa social de baixa renda sofre descontos escalonados do acordo com o consumo em relação à tarifa da classe residencial (B1), conforme ilustra a tabela abaixo:

| Faixa de Consumo | Desconto Tarifário (%) |
|-----------------------|------------------------|
| 0 - 30 kWh | 65% |
| 31 - 100 kWh | 40% |
| 101 - Limite Regional | 10% |

Aos primeiros 30 kWh é aplicada tarifa com 65% de desconto em relação à tarifa aplicada a uma unidade consumidora residencial. Dos 31 kWh consumidos, até o limite de 100 kWh, é aplicada tarifa com 40% de desconto. Finalmente, de 101 kWh até o Limite Regional, é aplicado desconto de 10%.

Define-se **Limite Regional** como sendo o consumo máximo para o qual poderá ser aplicado o desconto na tarifa, sendo que tal limite é estabelecido por concessionária, e os valores que excederem serão faturados pela tarifa plena (B1) aplicada às unidades residenciais.

4. COMPOSIÇÃO DAS TARIFAS

Conforme citado anteriormente, cabe à ANEEL fixar uma tarifa justa ao consumidor, e que estabeleça uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A receita da concessionária de distribuição se compõe de duas parcelas, conforme visualizado no quadro a seguir.

| COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA | |
|---|--|
| PARCELA A (custos não-gerenciáveis) | PARCELA B (custos gerenciáveis) |
| Encargos Setoriais | Despesas de Operação e Manutenção |
| Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR) | Pessoal |
| Cotas da Conta de Consumo de Combustível (CCC) | Material |
| Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) | Serviços de Terceiros |
| Rateio de custos do Proinfra | Despesas Gerais e Outras |
| Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) | |
| | Despesas de Capital |
| Encargos de Transmissão | Cotas de Depreciação |
| Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica | Remuneração do Capital |
| Uso das Instalações de Conexão | |
| Uso das Instalações de Distribuição | Outros |
| Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu | P&D e Eficiência Energética |
| Operador Nacional do Sistema (ONS) | PIS/COFINS |
| | |
| Compra de Energia Elétrica para Revenda | |
| Contratos Iniciais | |
| Energia de Itaipu | |
| Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões | |

O primeiro conjunto da receita refere-se ao repasse dos custos considerados **não-gerenciáveis**, seja porque seus valores e quantidades, bem como sua variação no tempo, independem de controle da empresa (como, por exemplo, o valor da despesa com a energia comprada pela distribuidora para revenda aos seus consumidores), ou porque se referem a encargos e tributos legalmente fixados (como a Conta de Desenvolvimento Energético, Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica etc).

Esse primeiro conjunto é identificado como “Parcela A” da receita da concessionária de distribuição.

O segundo conjunto refere-se à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço. Esses custos são identificados como **custos gerenciáveis**, porque a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente e foram convencionados como componentes da “Parcela B” da Receita Anual Requerida da Empresa.

4.1. Custos gerenciáveis - Parcela B

A “Parcela B” da receita da empresa é composta dos seguintes itens:

Despesas de Operação e Manutenção – Refere-se à parcela da receita destinada à cobertura dos custos vinculados diretamente à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas. Não são reconhecidos pela ANEEL, nas tarifas da empresa, aqueles custos que não estejam relacionados à prestação do serviço ou que não sejam pertinentes à sua área geográfica de concessão.

Cota de Depreciação – Refere-se à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil.

Remuneração do Capital – Refere-se à parcela da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica.

Além das despesas acima a “Parcela B” inclui ainda os investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética, e as despesas com o PIS/COFINS.

Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – Refere-se à aplicação, anual, de no mínimo 0,75% (setenta e cinco centésimos por cento)

da receita operacional líquida da empresa em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) em programas de eficiência energética, voltados para o uso final da energia – Lei nº 9.991 de julho de 2000.

4.2. Custos não-gerenciáveis – Parcela A – encargos setoriais

Cota da Reserva Global de Reversão (RGR) - Trata-se de um encargo pago mensalmente pelas empresas de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação, dos serviços públicos de energia elétrica. Tem, também, destinação legal para financiar a expansão e melhoria desses serviços, bem como financiar fontes alternativas de energia elétrica para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de novos potenciais hidráulicos, e para desenvolver e implantar programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, é limitado a 3,0% de sua receita anual.

Cotas da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) - Refere-se ao encargo que é pago por todas as empresas de distribuição de energia elétrica para cobrir os custos anuais da geração termelétrica eventualmente produzida no país, cujo montante anual é fixado para cada empresa em função do seu mercado e da maior ou menor necessidade do uso das usinas termelétricas.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) - A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi criada, por lei, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais. A TFSEE é fixada anualmente pela ANEEL e paga mensalmente, em duodécimos, por todos os agentes que atuam na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Rateio de Custos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfra). Refere-se ao encargo pago por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cober-

tura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa participantes do Proinfa.

A cada final de ano a ANEEL publica, em resolução específica as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas em duodécimos, por esses agentes, no ano seguinte, calculadas com base no demonstrativo da energia gerada pelas centrais geradoras do Proinfa e os referentes custos apresentados no Plano Anual do Proinfa elaborado pela Eletrobrás.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) - Refere-se a um encargo setorial, estabelecido em lei, e pago pelas empresas de distribuição, cujo valor anual é fixado pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados, para viabilizar a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas (vento), pequenas usinas hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados, e levar o serviço de energia elétrica a todos os consumidores do território nacional (universalização).

4.3. Custos não-gerenciáveis – Parcela A – encargos de uso das redes elétricas

Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão - Refere-se à receita devida a todas as empresas de transmissão de energia elétrica que compõem a Rede Básica (sistema interligado nacional composto pelas linhas de transmissão que transportam energia elétrica em tensão igual ou superior a 230 kV) e que é paga por todas as empresas de geração e de distribuição, bem como pelos grandes consumidores (consumidores livres) que se utilizam diretamente da Rede Básica.

Uso das Instalações de Conexão - Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que se utilizam de linhas de transmissão que têm conexão com a Rede Básica.

Uso das Instalações de Distribuição - Refere-se ao encargo devido às empresas de geração, de distribuição e consumidores livres que se utilizam da rede de energia elétrica de uma empresa de distribuição.

Transporte de Energia Elétrica de Itaipu - Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que adquirem cotas de energia elétrica produzida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu.

Operador Nacional do Sistema (ONS) - Refere-se ao ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS (entidade responsável pela operação e coordenação da Rede Básica) por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição bem como os grandes consumidores (consumidores livres) conectados à Rede Básica.

4.4. Custos não-gerenciáveis – Parcela A – compra de energia

Para atender os consumidores localizados na sua área de concessão, a distribuidora efetua compras de energia de empresas geradoras distintas, e sob diferentes condições, em função do crescimento do mercado e dependendo da região em que está localizada. Os dispêndios com compra de energia para revenda constituem o item de custo não-gerenciável de significativo peso relativo para as concessionárias distribuidoras.

Contratos Iniciais - Parte da energia elétrica comprada para atendimento aos consumidores da empresa de distribuição é adquirida das empresas de geração de energia elétrica por meio dos contratos denominados “contratos iniciais” – com vigência definida até o final do ano de 2005, cujas quantidades e valores da energia comprada são homologados pela ANEEL.

Energia de Itaipu - Além da energia adquirida mediante “contratos iniciais” para fornecimento em sua área de concessão, empresas distribuidoras localizadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, por imposição legal, pagam uma cota-parte dos custos referentes à energia elétrica produzida por Itaipu e destinada ao País.

Contratos Bilaterais de Longo ou Curto Prazo - Refere-se às despesas com compra de energia realizadas pelas empresas de distribuição, para eventualmente complementar a energia necessária para o total atendimento do seu mercado consumidor, efetivada por meio de contratos bilaterais de longo ou curto prazo, com base nos mecanismos legais de comercialização vigentes.

5. MECANISMOS DE ATUALIZAÇÃO DAS TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

As empresas de distribuição de energia elétrica fornecem energia elétrica a seus consumidores com base em obrigações e direitos estabelecidos em um Contrato de Concessão celebrado com a União para a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica na sua área de concessão.

Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconhece que o nível tarifário vigente, ou seja, o conjunto das tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão das tarifas estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar adequadamente o capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período de concessão, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

Os contratos de concessão estabelecem que as tarifas de fornecimento podem ser atualizadas por meio de três mecanismos, conforme detalhado a seguir:

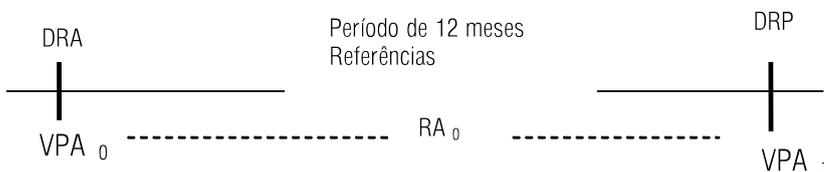
5.1. Reajuste tarifário anual

O objetivo do **Reajuste Tarifário Anual** (IRT) é restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pelo concessionário. Conforme já citado, a receita da concessionária é composta por duas parcelas. A “Parcela A” representada pelos “custos não-gerenciáveis” da empresa, e a “Parcela B” que compreende o valor remanescente da receita, representado pelos “custos gerenciáveis”.

Em cada reajuste anual de um novo período tarifário - **Data de Reajuste em Processamento (DRP)** - a distribuidora tem consolidada, com base na estrutura e níveis tarifários então vigentes, a sua Receita Anual referente aos últimos doze meses - **RA₀**. Tem também consolidado, o valor da “Parcela A”, considerando os valores e condições vigentes na **Data de Referência Anterior - VPA₀**.

O novo valor da “Parcela A” - **VPA₁**, na **Data de Reajuste em Processamento - DRP** - é obtido pelo somatório dos valores então vigentes para cada um de seus itens, conforme detalhado no quadro COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA, (página 16). O valor da “Parcela B” - **VPB₀**, na **Data de Referência Anterior - DRA** - é obtido pela diferença entre **RA₀** e **VPA₀**. O novo valor da “Parcela B” - **VPB₁**, - é resultante da “Parcela B” - **VPB₀**, corrigido pela variação do IGP-M observada nos 12 meses anteriores à data do reajuste.

Dessa forma, e em cumprimento do contrato de concessão, a ANEEL aplica, para os anos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas, o procedimento de reajuste tarifário anual (IRT), com base na fórmula abaixo:



O novo Índice de Reajuste Anual (IRT) é calculado mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na **Data de Referência Anterior** do **Índice de Reajuste Tarifário (IRT)**, assim definido:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0}{RA_0} (IVI \pm X) \quad \text{Onde,}$$

IVI – Refere-se ao “número índice” obtido pela divisão dos índices do IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior.

X – É um “número índice” fixado pela ANEEL, a cada revisão periódica, conforme definido no contrato de concessão (vide item 5.2 a seguir), a ser subtraído ou adicionado ao IVI a cada reajuste tarifário anual. Nos reajustes tarifários anuais que antecederam a primeira revisão tarifária periódica de cada concessionária, o valor de X foi fixado igual a zero.

5.2. Revisão tarifária periódica

O processo de **Revisão tarifária periódica** tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão (geralmente de 4 anos), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Destaca-se que enquanto nos reajustes tarifários anuais a “Parcela B” da Receita é atualizada monetariamente pelo IGP-M, no momento da revisão tarifária periódica é calculada a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência.

A revisão tarifária periódica é realizada mediante o cálculo do **reposicionamento tarifário** e do estabelecimento do **Fator X**.

a) Reposicionamento tarifário

O cálculo do reposicionamento tarifário se baseia na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes – para um dado nível de qualidade do serviço – e uma remuneração adequada sobre investimentos realizados com prudência. A determinação dos custos operacionais eficientes constitui um dos grandes desafios da revisão tarifária periódica. A análise dos custos da própria empresa sujeita o órgão regulador

aos efeitos da “assimetria de informação”. Conceitualmente, a assimetria de informação refere-se ao fato de que o prestador do serviço regulado é quem gerencia todas as informações (técnicas, operativas, financeiras, contábeis etc.) vinculadas à prestação do serviço regulado. O órgão regulador, por sua vez, tem acesso parcial e limitado às informações, que, em geral, são fornecidas pela própria empresa regulada. Embora o regulador possa realizar auditorias permanentes nas informações recebidas, é evidente que a situação de ambas as partes no que se refere ao acesso e manejo dessas informações é totalmente assimétrica.

Por essas razões, a ANEEL vem adotando uma abordagem distinta para definição dos custos operacionais eficientes que devem ser pagos pelo consumidor, cujo enfoque metodológico é denominado de **Empresa de Referência**.

a1) Empresa de Referência

A **Empresa de Referência** se define como a simulação de uma empresa responsável pela operação e manutenção das instalações elétricas, gestão comercial de clientes e direção e administração da área geográfica da concessionária de distribuição em análise, que presta esses serviços em condições de eficiência e adaptação econômica ao ambiente no qual desenvolve sua atividade.

a2) Remuneração dos investimentos prudentes

A remuneração dos investimentos prudentes é formada por:

I. Cota de Depreciação - Refere-se à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros, destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência, para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil;

II. Remuneração do Capital – Baseia-se no resultado da aplicação de uma taxa de retorno adequada para a atividade de distribuição de energia elétrica sobre o investimento a ser remunerado, ou seja, sobre a base de remuneração.

a3) Taxa de retorno adequada

Para o cálculo da taxa de retorno a ANEEL adota a metodologia internacionalmente conhecida do **Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital (WACC)*)**. Esse enfoque metodológico busca proporcionar aos investidores da concessionária, um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de riscos semelhantes.

Para o cálculo do custo do capital próprio, a ANEEL adota o método **Capital Assets Pricing Model (CAPM)**. Com base nesta metodologia é possível calcular um retorno adequado sobre o capital próprio investido, considerando apenas os riscos inerentes à atividade regulada, de forma a manter a atratividade de capital e, conseqüentemente, a continuidade da prestação do serviço no longo prazo.

Para o **custo de capital de terceiros**, a ANEEL adota uma abordagem semelhante à do capital próprio, adicionando a taxa de risco exigida pelo mercado financeiro internacional para emprestar recursos a uma concessionária de distribuição de energia elétrica no Brasil. Esse enfoque impede que as tarifas sejam afetadas por uma gestão financeira imprudente na captação de recursos de terceiros pelos investidores da concessionária de distribuição.

a4) Estrutura ótima de capital

Para o cálculo da **remuneração dos investimentos** a ser considerada na receita, a ANEEL baseia-se também no princípio da **estrutura ótima de capital**, ou seja, numa relação otimizada entre os recursos próprios e de terceiros utilizados pela concessionária de distribuição para financiar os investimentos necessários para a prestação do serviço de energia elétrica. Para definir a estrutura ótima de capital, a ANEEL considerou, além da estrutura de capital das concessionárias de distribuição do Brasil, a estrutura verificada em países que adotam o mesmo regime regulatório, porém, com mais tempo de funcionamento de suas empresas reguladas.

a5) Base de Remuneração

Para o montante de investimento a ser remunerado – **base de remuneração** – a ANEEL considera o valor dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição, nos termos da Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002. O conceito chave da Resolução nº 493/2002 é refletir apenas os **investimentos prudentes** na definição das tarifas dos consumidores. Trata-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição, cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução.

b) Cálculo do Fator X

Por meio do **Fator X**, definido no item 5.1, são estabelecidas as metas de eficiência para o próximo período tarifário que serão expressas na tarifa. O **Fator X** é resultante da composição dos seguintes elementos:

I. componente Xe – reflete, por meio de um índice, os ganhos de produtividade esperados pelo natural incremento do consumo de energia elétrica na área de concessão da distribuidora, em função do maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

II. componente Xc – reflete, por meio de um índice, a avaliação dos consumidores sobre a empresa de distribuição que lhe fornece energia, sendo obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC);

III. componente Xa – reflete um índice de ajuste ao reajuste do componente “pessoal” da “Parcela B”, quando dos reajustes tarifários anuais, que reflita adequadamente o valor da remuneração da mão de obra do setor formal da economia brasileira.

5.3 Revisão tarifária extraordinária

Além dos processos de Reajuste Tarifário Anual (IRT) e Revisão Tarifária Periódica (RTP) o contrato de concessão estabelece também o mecanismo da **Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)**, por meio do qual a ANEEL, poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e quando devidamente comprovada, proceder a revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, caso haja alterações significativas nos custos da empresa de distribuição, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos durante o período.

A criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura do contrato de concessão, quando comprovado seu impacto, implicará também na revisão das tarifas, para mais ou para menos, conforme o caso, ressalvado os impostos sobre a renda, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e quaisquer outros que venham a ser criados, tendo como base de cálculo o resultado da atividade econômica.

6. ABERTURA E REALINHAMENTO TARIFÁRIO

A atual legislação do setor de energia elétrica estabelece mecanismos para a abertura e realinhamento das tarifas de fornecimento aos consumidores finais. A abertura das tarifas permitirá que o consumidor conheça o valor de cada parcela que compõe a sua conta de energia, explicitando o valor pago pela energia elétrica consumida (tarifa de energia), o valor pago pelo uso do sistema de distribuição e transmissão (tarifa de uso ou tarifa “fio”), bem como todos os elementos de custo que compõem estas tarifas.

O mecanismo de abertura das tarifas permitirá também que consumidores atualmente atendidos por uma concessionária de serviço público de distribuição (consumidores cativos) que, com base em regras estabelecidas na legislação em vigor, possam avaliar a oportunidade de se tornarem consumidores livres, comparando os valores das tarifas cobradas pela sua atual concessionária de distribuição e optar pela compra da energia elétrica de outro agente vendedor, pagando à primeira a tarifa “fio” ou seja, a tarifa correspondente ao uso do seu sistema de distribuição, e ao novo agente vendedor o valor da energia elétrica comprada.

O processo de **realinhamento tarifário** objetiva eliminar gradualmente os atuais subsídios cruzados, ou seja, custos diferenciados da energia elétrica atualmente existentes nas tarifas dos consumidores enquadrados nas classes de baixa tensão em relação aos consumidores atendidos em alta tensão. Nesse sentido, o Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, alterado pelo Decreto nº 4.667, de 4 de abril de 2003, estabeleceu normas que disciplinam o realinhamento gradual das tarifas ao consumidor final, de forma que até o ano de 2007 todos os consumidores paguem o mesmo valor pela energia adquirida – **tarifa de energia (TE)** – e valores diferenciados pelos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (tarifa de uso do sistema de transmissão e distribuição – TUSD + TUST), que reflitam a proporção com que eles utilizam os referidos sistemas. Destaca-se que o Decreto nº 4.855, de 9 de

outubro de 2003, estabeleceu em seu art.1º a não aplicação do realinhamento tarifário às cooperativas de eletrificação rural.

O quadro a seguir mostra o efeito do primeiro passo do realinhamento tarifário efetuado em 2003 sobre as tarifas dos consumidores de diferentes classes de tensão, por ocasião dos reajustes e/ou revisões das tarifas de dez concessionárias de distribuição de energia que, juntas, representam cerca de 33% do mercado de energia elétrica brasileiro, demonstrando que o realinhamento tarifário produzirá reajustes maiores nas tarifas de fornecimento para os consumidores atendidos em alta tensão e menores para os consumidores atendidos em baixa tensão.

| Grupo | Tensão da rede (kV) | Índices de Reajuste das tarifas realinhadas considerando um reajuste de 10% antes do realinhamento |
|-------------------|---------------------|--|
| A1 | ≥ 230 | 14,84 |
| A2 | 138 | 14,11 |
| A3 | 69,0 | 12,53 |
| A3A | 34,5 | 11,20 |
| A4 | 13,8 | 0 |
| BT (Baixa Tensão) | < 2,3 | 9,16 |

Conforme observado, o realinhamento tarifário aplicado em 2003 já reduziu o subsídio cruzado até então coberto pelos consumidores de baixa tensão e que estará totalmente eliminado em 2007, quando da aplicação plena no realinhamento tarifário estabelecido no Decreto nº 4.667, de 2003.

7. QUADROS TARIFÁRIOS

No endereço eletrônico da ANEEL – www.aneel.gov.br – encontra-se disponível, na opção “tarifas”, informações atualizadas referentes aos valores das tarifas de fornecimento praticadas pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil, bem como os atos da ANEEL que homologaram os reajustes tarifários anuais e revisões tarifárias periódicas procedidas.