

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº _____, DE _____ DE _____ DE 2006

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

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 9º, § 2º, e art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no art. 4º, inciso X, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta do Processo nº 48500.001208/2006-37, e considerando que:

a revisão tarifária periódica compreende o reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica e a determinação do Fator X, que é o instrumento regulatório de estímulo à eficiência e à modicidade tarifária; e

as respostas e comentários às contribuições apresentadas na Audiência Pública nº 08/2006 contribuíram para o aperfeiçoamento desta Resolução e foram consolidadas na Nota Técnica nº 262/SRE/SFF/SRD/SRC/SFE/ANEEL, de 19 de outubro de 2006, resolve:

Art. 1º Estabelecer os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, que ocorrerá no período de 2007 a 2010.

DAS DEFINIÇÕES

Art. 2º Para fins e efeitos desta Resolução Normativa são adotados os conceitos a seguir:

I – Revisão Tarifária Periódica: revisão ordinária, prevista nos contratos de concessão, a ser realizada considerando-se as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária;

II – Reposicionamento Tarifário: redefinição do nível das tarifas de energia elétrica reguladas, em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão;

III – Receita Requerida: receita compatível com a cobertura de custos operacionais eficientes e com um retorno adequado para o capital prudente investido;

IV – Receita Verificada: receita estimada para o Ano-Teste, obtida considerando-se as tarifas vigentes de fornecimento, suprimento e uso do sistema de distribuição e a previsão do mercado para o referido período;

V – Ano-Teste: período de 12 (doze) meses imediatamente posterior à data de início da vigência da Revisão Tarifária Periódica;

VI – Parcela A: parcela que incorpora os custos não gerenciáveis da concessionária de distribuição, tais como compra de energia, transporte de energia e encargos setoriais resultantes de políticas de governo;

VII – Parcela B: parcela que incorpora os custos gerenciáveis relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica, tais como custos operacionais, remuneração dos investimentos e quota de reintegração;

VIII – Base de Remuneração: investimentos prudentes, requeridos pela concessionária para prestar o serviço público de distribuição de acordo com as condições estabelecidas no contrato de concessão, em particular os níveis de qualidade exigidos, avaliados a preços de mercado e adaptados através dos índices de aproveitamento;

IX – Fator X: percentual a ser subtraído do Indicador de Variação da Inflação – IVI, quando da execução dos reajustes tarifários anuais entre revisões periódicas, com vistas a compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade estimados para o período;

X – Perdas de Energia: diferença entre a energia requerida e a energia fornecida pela distribuidora, expressa em megawatt-hora por ano (MWh/ano), composta pelas perdas de origem técnica e não técnica;

XI – Remuneração de Capital: remuneração dos investimentos prudentes realizados pela concessionária;

XII – Quota de Reintegração Regulatória: quota que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados, visando recompô-los para prestação do serviço ao longo da vida útil desses ativos; e

XIII – Outras Receitas: receitas que não decorrem exclusivamente das tarifas, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos à sua prestação.

DO CÁLCULO DA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

Art. 3º A revisão tarifária periódica das concessionárias do serviço público de distribuição será compreendida pelo cálculo do Reposicionamento Tarifário e do Fator X.

Art. 4º O Reposicionamento Tarifário – RT será definido conforme fórmula a seguir:

$$RT = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita Verificada}}$$

§ 1º A Receita Requerida será composta pela Parcela A e Parcela B, referenciadas ao Ano-Teste, sendo que:

I – a Parcela A será obtida pelo somatório dos custos relativos aos encargos setoriais, encargos de transmissão e de distribuição e de compra de energia, considerando os critérios estabelecidos em Resoluções específicas da ANEEL; e

II – a Parcela B será obtida pelo somatório dos custos operacionais eficientes, da remuneração dos investimentos prudentes e da quota de reintegração regulatória.

§ 2º A Receita Verificada será determinada tal como definido no inciso IV do art. 2º.

§ 3º Os mercados de fornecimento, suprimento e de uso do sistema de distribuição para o Ano-Teste serão informados pelas concessionárias e resultarão nos valores regulatórios a serem considerados após análise da ANEEL, a fim de verificar se guardam coerência com os valores enviados por cada concessionária ao Ministério de Minas e Energia, em atendimento ao art. 17 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e com o histórico do mercado.

Art. 5º O Fator X será estabelecido de acordo com a fórmula a seguir:

$$\text{Fator X} = X_e \times (\text{IGPM} - X_a) + X_a$$

onde:

X_e = componente que reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

X_a = componente que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária; e

IGPM = número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas - FGV, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”.

DAS METODOLOGIAS E CRITÉRIOS

Art. 6º Para a definição dos valores necessários ao cálculo do RT e do Fator X, de que tratam os arts. 4º e 5º desta Resolução, serão utilizados os conceitos, critérios e procedimentos estabelecidos nas metodologias descritas nos Anexos a seguir:

I – Anexo I: Custos operacionais eficientes;

- II – Anexo II: Estrutura ótima de capital;
- III – Anexo III: Taxa de remuneração do capital;
- IV – Anexo IV: Base de remuneração regulatória;
- V – Anexo V: Outras receitas;
- VI – Anexo VI: Fator X;
- VII – Anexo VII: Investimentos x Qualidade; e
- VIII – Anexo VIII: Perdas de Energia.

§ 1º O modelo de cálculo e o manual de utilização, necessários à aplicação da metodologia de que trata o Anexo I, serão disponibilizados previamente ao início do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica.

§ 2º Os resultados da aplicação das metodologias de que tratam os Anexos II e III, que servirão de dados de entrada para o processo de revisão ordinária das tarifas, serão divulgados em até 120 dias da publicação desta Resolução.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 7º O Anexo IX desta Resolução apresenta o cronograma de referência das atividades a serem desenvolvidas no segundo ciclo de revisão tarifária periódica, que poderá ser ajustado para adequá-lo a eventuais necessidades da ANEEL.

Art. 8º O disposto nesta Resolução será aplicado no segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica, a iniciar-se no ano de 2007.

Parágrafo único. Às concessionárias de distribuição que ainda se encontrarem submetidas ao primeiro ciclo de revisão tarifária, aplicar-se-ão as metodologias estabelecidas pelas Resoluções nº 493, de 3 de setembro de 2002, e nº 55, de 5 de abril de 2004, até a finalização do referido ciclo.

Art. 9º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

ANEXO I

Define a metodologia a ser utilizada, no segundo ciclo de revisão tarifária, para determinação dos custos operacionais eficientes das concessionárias de distribuição de energia elétrica, conforme estabelecido no inciso I do art. 6º desta Resolução.

I.1 – METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES

A metodologia adotada para determinação dos custos operacionais eficientes corresponde ao Modelo da Empresa de Referência e baseia-se na elaboração dos processos e atividades que devem ser realizados por uma distribuidora de energia elétrica para garantir que o serviço seja prestado a um nível de qualidade mínimo.

A Empresa de Referência é única para cada área de concessão, cumprindo os processos e atividades necessários para manter inalterada a vida útil das instalações vinculadas à prestação do serviço público de distribuição, considerando a extensão da rede elétrica e o montante de ativos específicos. A empresa deve cuidar também da gestão comercial e das atividades de direção e administração central e regional.

O conceito de Empresa de Referência está associado a três premissas básicas: i) eficiência de gestão; ii) consistência entre o tratamento regulatório dado para os custos operacionais e para a avaliação e remuneração dos ativos; e iii) condições específicas de cada área de concessão.

A metodologia de Empresa de Referência observa as seguintes macro etapas:

- 1) Identificação dos processos inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica, com descrição das atividades que compõem cada um deles. Esses processos e atividades são aqueles que implicam atuação direta sobre consumidores ou instalações. Na área comercial, são as atividades do ciclo comercial regular, atendimento e serviço técnico. Na área técnica, são as atividades de operação e manutenção das instalações de distribuição;
- 2) Estabelecimento do custo eficiente associado a cada um dos processos e atividades, adotando-se como referência preços de mercado. Para isso, calcula-se o custo eficiente com base na definição das principais tarefas que compõem a atividade e, para cada tarefa, a quantidade de recursos humanos e materiais necessários e seus respectivos valores de mercado. Considera-se o custo para cada um dos recursos necessários à tarefa; e
- 3) Projeção de uma estrutura de pessoal e recursos para execução de processos e atividades centralizados, supervisão, gerenciamento e direção da empresa. São projetados com base nos recursos humanos, materiais e serviços e os custos de processos e atividades descritos nas etapas anteriores. O volume de atividades na área comercial e na área de operação e manutenção da rede exige determinada quantidade de profissionais para funções gerenciais, que assegurem o funcionamento adequado dessas atividades específicas. Esses profissionais são alocados na estrutura de processos e atividades centralizados.

I.2 – CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA DE REFERÊNCIA

A determinação dos recursos necessários para a implementação da empresa de referência deve contemplar o dimensionamento dos seguintes itens:

- Recursos Humanos (administrativo e de operação e manutenção);
- Materiais e Serviços;
- Instalações Móveis e Imóveis.

I.2.1 – PESSOAL

A estrutura organizacional ótima é estabelecida considerando a definição dos postos de trabalho, a dotação de recursos humanos a cada um deles e a remuneração a valores de mercado. As funções básicas consideradas pela metodologia são as seguintes:

1) Direção, Estratégia e Controle:

- Direção e Gerência Superior: elaboração e acompanhamento das estratégias globais da empresa, representação dos interesses dos acionistas, estabelecimento das medidas corretivas que tendam a garantir que a gestão esteja orientada para a obtenção dos objetivos estabelecidos;
- Controle de Gestão: acompanhamento e controle do desempenho da gestão global da empresa, tanto nos aspectos econômicos como nos parâmetros de gestão, elaboração dos relatórios de gestão para a direção e relatórios de comunicação institucional;
- Assessoramento Legal: assessoramento em matéria de contratos e conflitos, em assuntos do tipo trabalhista, acidentes, relacionamento com os clientes e institucionais;
- Relações Institucionais: relações com o Poder Concedente, Órgão Regulador, governos estaduais e municipais, Conselhos de Consumidores e associações de classe, bem como a publicidade institucional e comercial.

2) Administração:

- Gestão de Recursos Humanos: recrutamento, capacitação e administração dos integrantes da organização, liquidação de salários, liquidação de contribuições à segurança social e outros, medicina e segurança no trabalho;
- Compras e Logística: gestão de processos de compra, provisionamento e logística (almoxarifados e transporte) dos produtos e serviços necessários ao funcionamento da empresa;
- Informática e Comunicações: desenvolvimento, implantação e manutenção dos processos informatizados de gestão e as comunicações de suporte desses sistemas, e das comunicações que suportam a operação; suporte de sistemas operacionais, manutenção dos computadores centrais, redes de dados, padronização de software e hardware, etc.

3) Finanças:

- Planejamento Financeiro: projeções financeiras de médio e longo prazo, controle e previsões de endividamento, elaboração do orçamento, planejamento de operações em Bolsa e interlocução com os respectivos bancos e operadores;
- Contabilidade: gestão contábil da concessionária, preparação de relatórios contábeis e gerenciais para as necessidades de gestão interna da concessionária e para atendimento aos órgãos externos;
- Gestão Financeira: atividades essencialmente de curto prazo, tais como captação de recursos, controle da execução do orçamento, controle do fluxo de caixa, pagamento a fornecedores, pagamento de salários, pagamento de impostos.

4) Técnica (Operação e Manutenção das Instalações):

- Operação: operação das instalações de forma programada ou intempestiva, com a participação de operadores em campo, supervisores e centros de controle;
- Manutenção: atividades de manutenção não programadas e as atividades programadas de manutenção corretiva, preventiva e modificações nas instalações;
- Planejamento e Engenharia: planejamento das atividades de Operação e Manutenção – O&M, controle e supervisão das mesmas, manejo dos sistemas de apoio, previsões de materiais e ferramentas, acompanhamento da qualidade de serviço e produto, acompanhamento de perdas técnicas, cartografia e segurança.

5) Comercial:

- Atendimento ao cliente: atendimento personalizado e telefônico aos clientes. Essa atividade é desenvolvida em distintos níveis, de acordo com o tipo de cliente.
- Serviço Técnico Comercial: conexão de novos serviços, corte e reconexões, e controle de perdas “não técnicas”.
- Gestão Comercial: planejamento, acompanhamento e controle da execução dos processos comerciais e atendimento aos clientes, acompanhamento das perdas “não técnicas”, laboratório de medidores e previsões de recursos.
- Compra de Energia e Grandes Consumidores: atividades de comercialização de energia no atacado, incluindo: a) fidelização de consumidores potencialmente livres através de serviços especiais; b) marketing para captura de novos consumidores de grande porte;

6) Gerências Regionais e Escritórios Comerciais:

- As gerências regionais desenvolvem funções de Controle e Supervisão da Gestão Comercial, do Serviço Técnico e do Atendimento ao Cliente, Atendimento a Grandes Consumidores, Centro de Controle da Operação, Supervisão da Manutenção, e atividades administrativas próprias;
- Os escritórios comerciais desenvolvem funções de Gestão Comercial, Atendimento Personalizado ao Cliente, Serviço Técnico de Conexões, Desconexões e Perdas, Leitura e Distribuição de Faturas, e atividades administrativas próprias. A localização dos escritórios comerciais nas cidades mais importantes da área de concessão é realizada em função da densidade de clientes.

Com base nessas funções básicas de uma empresa distribuidora de energia elétrica, é definido um esquema de organização padronizada, estabelecido para as Empresas de Referência de cada área de concessão, com base em levantamento de uma amostra de concessionárias brasileiras. O dimensionamento das estruturas padrões é estabelecido considerando os resultados do levantamento. São realizados ajustes adicionais na estrutura que dependem das características de cada concessão. O número de instalações e o número de clientes constituem-se em parâmetros fundamentais para dimensionar a estrutura, relacionado com o processo comercial e de operação e manutenção.

REMUNERAÇÕES

Os custos associados à prestação do serviço, contemplados nas tarifas que pagam os clientes, são dados por valores de mercado. Quanto aos valores para avaliação do custo com pessoal, considera-se o porte da empresa e a região a que pertence a concessão. Considera-se que os dispêndios com pessoal são custeados integralmente com recursos próprios. É feita uma pesquisa de salários com suficiente nível de representatividade regional e observando amostras para vários portes de empresas concorrentes da mão-de-obra do setor elétrico.

I.2.2 – MATERIAIS E SERVIÇOS

O dimensionamento da Empresa de Referência deve contemplar todos os materiais e serviços necessários para o desempenho das atividades administrativas e de operação e manutenção desenhadas para uma distribuidora eficiente.

Para isso, incluem-se os gastos correntes de escritório, tais como papelaria, manutenção de fax e copiadora, e outras compras menores. Também se consideram os materiais de reposição das instalações elétricas, visando as atividades de manutenção e modificação.

Em relação aos serviços, devem ser previstos tanto aqueles ligados à operação e manutenção da rede elétrica e equipamentos quanto os serviços gerais, tais como: limpeza, segurança, manutenção predial e os serviços de água e eletricidade, telefone fixo e celular, além de redes de comunicação.

PREÇOS DOS INSUMOS:

Para os custos de materiais de reposição das atividades de operação e manutenção, são considerados os preços obtidos por intermédio de pesquisa de mercado, devendo compor o banco de preços da Empresa de Referência.

Para os demais parâmetros de custos de materiais e serviços, deverão ser observados os custos médios de empresas eficientes do setor, através do *benchmarking* entre elas e o mercado.

I.2.3 – INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS

O desenho da Empresa de Referência deverá incorporar os custos de investimento e manutenção em bens móveis e imóveis, fixados de acordo com o conceito de empresa eficiente e remunerados conforme os critérios explicitados adiante.

Esses investimentos referem-se à infra-estrutura de escritórios e transporte necessários para o apoio aos serviços de distribuição, tais como:

- Imóveis;
- Móveis e equipamentos;
- Sistemas de informática; e
- Transporte.

O dimensionamento deverá levar em conta as instalações mínimas, porém suficientes, para desenvolver as tarefas administrativas e operativas e a um custo adequado de acordo com a organização proposta.

I.3 – COMPONENTES DE CUSTO DA EMPRESA DE REFERÊNCIA

I.3.1 – ATIVIDADES ADMINISTRATIVAS

Referem-se aos gastos com pessoal, materiais e serviços vinculados às atividades administrativas da Estrutura Central e Regional, assim definidas:

- **ESTRUTURA CENTRAL:** Conselhos e Presidência, Diretoria administrativa, Diretoria financeira, Diretoria técnica e Diretoria comercial.
- **ESTRUTURA REGIONAL:** Gerências regionais e Escritórios comerciais.

I.3.2 – PROCESSOS E ATIVIDADES COMERCIAIS

Os processos e atividades comerciais envolvem os gastos relativos às atividades de leitura, envio de faturas, documentos e cobrança, além de gastos com pessoal de Call Center, e são definidos da seguinte maneira:

- **LEITURA DE MEDIDORES:** Baseia-se na produtividade média, medida em número de leituras por jornada de trabalho, e no número de clientes, considerando custos de pessoal e transporte.
- **ENVIO DE FATURAS E DOCUMENTOS:** Baseia-se na produtividade média, medida em número de envios por jornada de trabalho, e no número de clientes, considerando custos de pessoal e transporte.
- **EDIÇÃO DE FATURAS E DOCUMENTOS:** Baseia-se em pesquisa de mercado de empresas que prestam esse tipo de serviço, sendo que o pessoal necessário para revisão e organização das faturas e documentos é alocado na Diretoria Comercial.
- **COBRANÇA:** Baseia-se em levantamento feito no mercado brasileiro e com valor que corresponde à comissão pelo serviço que cobram os bancos. O cálculo do custo mensal de cobrança de faturas segue a mesma lógica da edição de faturas e documentos, considerando-se o custo da comissão bancária de cobrança, e não o custo de edição de faturas e documentos.

I.3.3 – PROCESSOS E ATIVIDADES DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

O tratamento dos dados sobre ativos deve ser coerente com aqueles considerados na Base de Remuneração Regulatória. Dessa forma, além de dados dos ativos físicos validados da Base de Remuneração Regulatória, também devem ser utilizados os dados que as empresas já dispõem na base de dados digitais de rede (GIS), em que é possível obter a quantidade de instalações vinculadas às características técnicas da rede.

São estabelecidas as quantidades e características das instalações para as áreas urbanas e rurais, por nível de tensão. Alguns dados que podem ser obtidos diretamente são os seguintes: quantidade de postes, linhas simples e mistas, linhas trifásicas e monofásicas, comprimento dos ramais, disjuntores e seccionadores, potência dos transformadores, entre outras informações detalhadas, conferindo maior precisão à metodologia.

Do estudo dos processos e atividades de operação e manutenção resulta um dimensionamento de uma força de trabalho com uma infra-estrutura associada, da qual se determinam os custos. Os grupos de classificação dos processos e atividades são os seguintes:

- *Operação:* As tarefas de operação consistem em atuar sobre a rede de forma programada ou em manobrar frente a situações de emergência ou imprevistas. As operações incluem as ações que permitem a realização de intervenções de manutenção sobre as instalações e de recomposição do serviço logo depois das intervenções. São exemplos de tarefas de operação: manobras de reposição de serviço e incidências de fornecimentos;
- *Manutenção Corretiva:* Compreendem as tarefas de manutenção que derivam das quebras do equipamento por envelhecimento, por motivos aleatórios ou por acidentes. São exemplos: troca de condutores, troca de poste, troca de medidor queimado, troca de conexão de cliente e emenda de condutor;
- *Manutenção Preventiva e Preditiva:* Compreendem as tarefas de revisão periódica das instalações realizadas pelo pessoal de operação e manutenção, incluídas todas aquelas ações corretivas que surjam das revisões e que estejam ao alcance das equipes que realizam essas tarefas. São exemplos: medição de aterramentos, inspeção visual de linhas e aterramentos;

- *Modificações*: Compreendem as tarefas periódicas de adequação técnica das instalações. São exemplos: equilíbrio de cargas, adequação de neutro, poda de árvores, reparos em postes.

O cálculo dos custos dos processos e atividades de operação e manutenção de redes é feito para cada tipo de tarefa que deve ser desempenhada pela distribuidora. O total de custos de operação e manutenção é a soma dos custos de todas as tarefas associadas às instalações.

A seqüência de cálculo do modelo compreende:

- Definir as tarefas básicas em cada segmento do sistema de distribuição;
- Definir a dotação de pessoal, veículos, materiais e equipamentos necessários à execução de cada uma dessas tarefas;
- Estimar os tempos requeridos para a execução das tarefas e os tempos médios de traslado;
- Determinar a frequência anual de execução, que depende da dimensão das instalações, recomendações de fabricantes, taxas de falhas por tipo de instalação, topologia da rede, normas de qualidade, características de desenho e construção das instalações;
- Valorar as tarefas, contemplando os custos de mão-de-obra, transporte e materiais;
- Adicionar os custos incorridos em cada uma das tarefas.

I.3.4 – GASTOS COMUNS A VÁRIAS ÁREAS DA EMPRESA DE REFERÊNCIA

Alguns gastos são comuns a várias das funções básicas desempenhadas dentro da empresa de referência. A seguir, se detalha a composição de cada uma das contas de custos:

- **COMUNICAÇÕES**: Incluem-se aqui os gastos correntes de telefone fixo e celular, além de redes de comunicação.
- **MATERIAIS**: Incluem-se neste item os gastos correntes de escritório, tais como papelaria, manutenção de fax e copiadora, e outras compras menores, para as áreas administrativas.
- **SERVIÇOS GERAIS**: Neste item estão incluídos os serviços gerais tais como limpeza, segurança, mensageiro, refrigeração, manutenção predial e os serviços de água e eletricidade.
- **INSUMOS E OUTROS GASTOS**: Por fim, incluem-se neste item custos que não foram contemplados nos itens anteriores, além de impostos e taxas.

I.3.5 – CUSTOS ADICIONAIS

O propósito dos custos adicionais é considerar as particularidades do negócio de distribuição e de regulamentação no Brasil.

Entre esses custos, destacam-se: encargos adicionais de pessoal e benefícios, seguros de ativos e outros, publicações legais, auditoria externa, além de outros custos decorrentes de operação e manutenção em virtude de requisitos específicos de instalações.

I.4 – OUTROS COMPONENTES DA EMPRESA DE REFERÊNCIA

I.4.1 – ANUIDADES DE INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS

Além dos custos de pessoal, materiais e serviços associados aos diversos processos e atividades desenvolvidas pela empresa distribuidora, são consideradas na definição da Empresa de Referência, as anuidades de investimento de curto período de recuperação como, por exemplo: hardware e software,

veículos, além de toda a infra-estrutura de edifícios de uso geral, que se considera alugada.

Assim, deverão ser determinadas as seguintes anuidades:

- **ALUGUEL DE ESCRITÓRIO:** A valoração do aluguel do escritório equipado é feita com base no dimensionamento de pessoal e das áreas de serviço. Esse custo reflete a amortização mais a manutenção do edifício próprio;
- **INFORMÁTICA:** Neste item devem ser incluídas as despesas gerais de manutenção de sistemas lógicos que dão suporte à infra-estrutura de informática. Inclui a compra de computadores pessoais e software, bem como gastos com manutenção, além dos sistemas corporativos. Neste item, incluem-se: Hardware e Software SCADA e GIS; Sistemas de gestão de operação e manutenção e Sistemas comerciais;
- **COMUNICAÇÕES:** No caso da diretoria técnica, esses gastos são adicionados das anuidades necessárias para pagar a amortização e manutenção dos sistemas de rádio-comunicação para operação e manutenção, dedicados à comunicação entre os centros de controle e o pessoal de operação e manutenção em campo.
- **INFRA-ESTRUTURA E COMUNICAÇÕES DO CALL CENTER:** gastos com pagamento de anuidades dos equipamentos e gastos de comunicação, além do aluguel de localidade dedicada ao Call Center.
- **TRANSPORTE:** gastos com pagamento de anuidades dos veículos, além dos gastos de combustível e manutenção.

I.4.2 – RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

Com relação às receitas irrecuperáveis, será definido o percentual máximo regulatório a ser admitido como provisão, que deverá ser calculado observando os seguintes procedimentos:

- Levantamento e análise dos totais de receitas irrecuperáveis efetivamente incorridas pelas empresas;
- Agrupamento das empresas por conjuntos de similaridade;
- Definição dos percentuais individuais das empresas com estabelecimento de metas para o próximo ciclo

A ANEEL disponibilizará, antes do início do segundo ciclo de revisão, a metodologia para avaliação e definição dos percentuais a serem reconhecidos como receitas irrecuperáveis, por empresa ou conjunto de empresas.

I.5 – PROCESSO DE ANÁLISE

De forma a sintetizar o processo de construção dos custos operacionais e análise crítica dos resultados, deve-se observar uma seqüência de etapas a serem seguidas:

- Etapa I – Levantamento, Consolidação e Auditagem de Informações

Refere-se ao levantamento e consolidação de informações de natureza técnica e econômica junto às empresas. Para isso, obtêm-se os dados físicos tais como comprimento de rede, número de subestações e total de capacidade instalada, segregados por nível de tensão. Também se levantam os dados de custos operacionais das empresas, de forma desagregada, para subsidiarem as análises e a definição de

parâmetros regulatórios. Esses dados são passíveis de fiscalização pelo órgão regulador que, após serem consolidados e auditados, constituem-se como entradas do modelo.

▪ **Etapa II – Empresa de Referência**

Nesta etapa é estruturada uma empresa de referência que será desenhada para as atividades administrativa e de operação e manutenção.

Assim, para a determinação dos custos administrativos, deverá ser definido:

- Estrutura de pessoal a partir de um organograma otimizado para cada Empresa de Referência;
- Nível de remunerações sobre a base de salários em outras empresas similares e de acordo com referências de mercado;
- Estrutura física de instalações otimizada;
- Relação de serviços terceirizados e custo máximo admitido;

Os custos de operação e manutenção são determinados através do cálculo dos Custos Unitários de Operação e Manutenção, seguindo-se o seguinte processo:

a) Definição dos parâmetros de cálculo:

- Custos de Hora-Homem;
- Custos de Horas-Máquina;
- Determinação das atividades de manutenção classificadas em manutenção corretiva e preventiva;
- Tempos regulares de reparação e manutenção das instalações, incluindo os tempos médios de execução e deslocamento;
- Frequência de Manutenção, definida a partir da taxa média de falha das instalações por tipo e nível de tensão;
- Infra-estrutura ótima para o desenvolvimento da atividade de operação, envolvendo a área geográfica de atendimento e a definição de unidades de operação.

b) Cálculo do Custo Unitário Padrão por unidade de manutenção, envolvendo:

- Cálculo dos custos de manutenção regular, para o qual são multiplicadas as quantidades globais agrupadas pelas etapas do sistema de distribuição pelos custos unitários padrão de manutenção.
- Cálculo do Custo Regular por Unidade de Operação, em função de um eficiente dimensionamento da equipe de emergência e equipamento para executar o trabalho.

▪ **Etapa III – Determinação das Anuidades**

Nesta etapa deverão ser determinadas as anuidades de investimento (edificações, veículos, sistemas de informática).

▪ **Etapa IV – Composição Total dos Custos**

Finalmente, nesta etapa são consolidados os custos identificados e calculados nas etapas anteriores, somando-se às anuidades, que irão compor o custo total da Empresa de Referência. Esse valor final

deverá refletir a consistência entre as metodologias de cálculo e a análise dos resultados observados nas empresas.

ANEXO II

Estabelece a metodologia para a definição da estrutura ótima de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica a ser considerada no segundo ciclo de revisão tarifária periódica, conforme estabelecido no inciso II do art. 6º desta Resolução.

METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA ÓTIMA DE CAPITAL

A determinação da estrutura ótima de capital baseia-se em dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica dos países que utilizam o regime regulatório de preços máximos: Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-Bretanha. A partir da análise do comportamento da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) dessas empresas, é obtida a estrutura ótima de capital para as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica.

Para o capital de terceiros será considerado o valor contábil do passivo total, enquanto que para o capital próprio utiliza-se o valor contábil do patrimônio líquido. Conseqüentemente, o capital total da empresa é dado pela soma do capital próprio e de terceiros, de acordo com a definição mencionada acima.

Para aplicação da metodologia, agrupam-se os cinco países em três grupos:

- (i) grupo 1: formado por Argentina e Chile (países em desenvolvimento);
- (ii) grupo 2: formado por Austrália e a Grã-Bretanha (países com alto grau de desenvolvimento);
- (iii) grupo 3: contendo empresas brasileiras.

Após a formação dos três grupos, determina-se uma faixa de valores da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) para cada país a partir da observação empírica das empresas nos respectivos países. Em seguida, procede-se à formação de uma faixa de valores da relação D/V para cada grupo.

O procedimento para a construção da faixa de valores em cada um dos grupos citados consiste em dois passos:

- Determinação de uma faixa para cada país. O limite inferior dessa faixa é igual à média das relações D/V (médias das empresas) dos últimos três anos menos $\frac{1}{2}$ (meio) desvio-padrão médio dos últimos três anos, enquanto o limite superior é igual a essa mesma média mais $\frac{1}{2}$ (metade) desse mesmo desvio-padrão; e
- Determinação de uma faixa para os grupos 1 e 2, cujo limite inferior é igual à média dos limites inferiores das faixas dos dois países e cujo limite superior é igual à média dos limites superiores das faixas dos dois países.

O passo seguinte combina as faixas desses dois grupos (1 e 2), obtendo-se uma outra faixa que servirá de comparação com a que resulta dos dados brasileiros (grupo 3), cujo procedimento é o seguinte:

- Realiza-se a união das faixas dos grupos 1 e 2 para se obter uma nova faixa. O limite inferior dessa faixa é obtido por considerar o menor valor de D/V entre as faixas obtidas para cada grupo, enquanto o limite superior é o maior. Esses grupos são formados por empresas sujeitas à mesma regulação, ou seja, do tipo preço-teto (*price cap*). Com a união das faixas, obtém-se o

intervalo de variação que se esperaria encontrar para empresas distribuidoras de eletricidade de países que usam o regime de preço-teto; e

- Determina-se a faixa para a relação D/V das empresas brasileiras como a interseção da faixa obtida a partir dos dados das empresas brasileiras (grupo 3) com a faixa obtida no passo anterior.

De posse da faixa de valores regulatória, a ANEEL opta por uma meta pontual para a participação de dívida no capital total, de forma a obter um valor específico a ser utilizado na determinação da taxa de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica. O critério a ser utilizado pela ANEEL na definição desse valor específico será o ponto da faixa de valores regulatória que mais se aproxima da estrutura de capital média definida para o conjunto de países do grupo 1 e 2, que englobam Argentina, Chile, Austrália e Grã-Bretanha. Por fim, será analisada a necessidade de se realizar um ajuste final na meta pontual determinada com vistas à consideração do efeito dos empréstimos subsidiados, obtidos via recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, na taxa de remuneração das concessionárias.

ANEXO III

Define a remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica a ser considerada no segundo ciclo de revisão tarifária periódica, conforme estabelecido no inciso III do art. 6º desta Resolução.

METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO

Para o custo de capital próprio, adota-se um método consagrado, no caso o CAPM (*Capital Assets Pricing Model*), que busca identificar a percepção do mercado sobre os riscos do setor. O modelo de custo do capital próprio pelo método CAPM encontra-se expresso na fórmula a seguir.

$$r_p = r_f + \beta_d (r_m - r_f) + r_r$$

onde:

r_p é o custo de capital próprio;

r_f é a taxa livre de risco;

β_d é o beta desalavancado e realavancado pela estrutura de capital regulatória;

$(r_m - r_f)$ é prêmio de risco de mercado americano;

r_r é o prêmio de risco do mercado brasileiro.

O ponto de partida é o modelo CAPM, aplicado aos mercados de capitais em que exista grande liquidez e ativos com diversas *duration*¹, para todos os efeitos, sem risco. Nesse modelo padrão são incorporados prêmios de risco adicionais associados às especificidades do Brasil: o prêmio de risco país, o prêmio de risco cambial e o prêmio de risco regulatório adicional.

Para a taxa livre de risco, utiliza-se o rendimento do bônus do governo dos EUA com vencimento de 10 anos que tem uma *duration* de aproximadamente 8 anos. Para a determinação da taxa livre de risco, considera-se a taxa de juros média anual, desse bônus com vencimento de 10 anos, apurada desde 1995.

O prêmio de risco de mercado é calculado a partir da diferença entre os retornos médios da taxa livre de risco e do índice *Standard & Poor's 500*, que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. A série histórica considerada para ambas deve ser a mais longa que estiver disponível.

O Beta de uma ação reflete o risco do negócio e o risco financeiro. O risco do negócio é definido como o grau de incerteza em relação à projeção do retorno sobre o ativo total inerente ao negócio, que não pode ser eliminado por diversificação. O risco financeiro é o risco adicional devido ao uso de capital de terceiros no financiamento do projeto.

O cálculo do Beta envolve os seguintes passos: i) cálculo do Beta alavancado para a amostra de empresas (predominantemente) de distribuição de energia elétrica dos EUA; ii) desalavancagem dos Betas obtidos para cada empresa, utilizando-se o grau de alavancagem específico de cada empresa e alíquota de 40% de imposto de renda dos EUA, obtendo-se o Beta associado ao risco do negócio; iii) cálculo da média dos Betas desalavancados ponderado pela participação dos ativos das empresas no total de ativos da amostra, cujo resultado chamar-se-á de Beta desalavancado do setor; e iv) realavancagem do Beta desalavancado

¹ Indicador utilizado pelos analistas de instituições financeiras para medir a sensibilidade de títulos à variação da taxa de juros. Em outras palavras, a *duration* mede o prazo médio no qual o detentor do título terá recebido o pagamento total.

do setor, usando-se a estrutura de capital estabelecida sob o enfoque regulatório e a alíquota de 34% de impostos, composta de 25% da alíquota do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

Quando do cálculo dos Betas das empresas de energia elétrica dos EUA, deve ser selecionado o maior número possível de empresas para as quais se dispõe de séries históricas longas e cujas ações possuem bastante liquidez no mercado. O Beta alavancado dessas empresas deve ser estimado com base nos dados de julho/2001 a junho/2006, enquanto, para o Beta desalavancado, deve-se utilizar adicionalmente a estrutura de capital média dos últimos 5 anos e o capital total em 2005. Em seguida calcula-se o Beta médio das ações, ponderado pelo tamanho dos ativos da empresa, o Beta desalavancado médio e o Beta realavancado pela estrutura ótima de capital.

As variações do risco país estão associadas à mobilidade de capitais e os fluxos de capitais devem equalizar as taxas de juros entre os países, quando denominadas em uma mesma moeda. O risco país deve captar todas as barreiras à integração dos mercados financeiros: custos de transação, controle de capitais, leis sobre tributação que discriminam por país de residência e o risco de futuros controles cambiais.

O risco de moratória ou de *default* (não pagamento) será separado do risco país, porque o que é relevante para o investidor é o risco de a empresa para quem ele emprestou não cumprir com suas obrigações de pagamento da dívida, e não o risco de moratória do país onde a empresa se localiza. Assim, o prêmio de risco país é definido como a diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de crédito do Brasil.

O prêmio de risco soberano é o “*spread*”² (ou custo adicional) que um título de renda fixa do governo brasileiro denominado em dólares paga sobre a taxa livre de risco dos EUA. O prêmio de risco de crédito Brasil é computado como o custo adicional sobre a taxa livre de risco que estão pagando os bônus emitidos por empresas dos EUA, com mesma classificação de risco que o Brasil. O prêmio de risco Brasil (r_B), é dado por $r_B = r_S - r_C^B$, onde r_S o prêmio de risco soberano e r_C^B o prêmio de risco de crédito Brasil

Para o cálculo do prêmio de risco soberano, utiliza-se a média da série histórica diária do índice *Emerging Markets Bonds Index* relativo ao Brasil (EMBI+Brazil)³, calculado pelo banco JP Morgan, de abril de 1994 a junho de 2006. Para se calcular o prêmio de risco de crédito do Brasil, são selecionadas as empresas com a mesma classificação de risco que o Brasil que têm séries de títulos de longo prazo com liquidez desde 1994. Calculando-se a média dos custos adicionais dessas empresas ao longo da série, encontra-se o percentual relativo ao risco de crédito Brasil. Apura-se o prêmio de risco Brasil pela diferença entre o risco soberano e o risco de crédito obtido.

O risco cambial é o risco de que, no momento das movimentações financeiras que envolvam troca de moeda, a taxa de câmbio não reflita uma situação de equilíbrio:

$$r' = r + (F - S) + r_B,$$

² Na linguagem de finanças, *spread* é definido como o valor adicional que um determinado título paga relativamente a um título de referência (geralmente o título livre de risco).

³ Índice de Títulos de Dívida Brasileira, que corresponde à média ponderada dos prêmios pagos pelos títulos de dívida pública externa em relação a papéis de prazo equivalente do Tesouro dos Estados Unidos.

em que r é a taxa de juros doméstica, r' é a taxa de juros externa, F é valor futuro do dólar, S é o valor do dólar hoje e r_B é o prêmio de risco Brasil.

O risco cambial (r_r) é definido como a diferença entre o custo adicional associado ao câmbio no mercado futuro e a expectativa de desvalorização cambial; e a realização da desvalorização cambial é a expectativa de desvalorização adicionada de um “ruído branco”. Assim, aplica-se um procedimento estatístico, chamado *Filtro de Kalman*, para se eliminar o “ruído branco”. O prêmio de Risco Cambial é calculado a partir dos dados mensais do mercado futuro de câmbio da Bolsa de Mercadorias e Futuros (BMF) de julho de 1999 a junho de 2006.

Para o cálculo do prêmio de Risco do Regime Regulatório, considera-se que o Risco do Regime Regulatório dos EUA encontra-se refletido no Beta daquele mercado. Contudo, é reconhecido que o regime de regulação por “preços máximos” apresenta maiores riscos que o regime de regulação por taxa de retorno adotado nos EUA, de forma que se faz necessário determinar o risco adicional derivado do regime regulatório brasileiro.

A estimação do risco regulatório (r_X) baseia-se na diferença entre os Betas das empresas da Inglaterra (regulação por preços máximos) e das americanas (regulação por taxa de retorno). Como os dois países adotam regimes regulatórios diferenciados e ambos se caracterizam como economias de risco reduzido, a diferença entre os Betas deve refletir a diferença entre os riscos vinculados ao respectivo regime regulatório. A diferença entre os Betas deve ter como referência os Betas desalavancados. O risco do regime regulatório inglês é semelhante ao risco do regime regulatório brasileiro. Assim, o prêmio de risco regulatório brasileiro acima do risco regulatório dos EUA deve ser igual a diferença entre os Betas da Inglaterra e dos Estados Unidos multiplicados pelo prêmio de risco do mercado.

Em suma, o cálculo do custo de capital próprio nominal pode ser feito da seguinte forma:

$$r_p = r_f + \beta [\bar{r}_M - r_f] + r_R + r_B + r_X$$

METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS

Para o custo de capital de terceiros, adiciona-se à taxa livre de risco os prêmios de risco exigidos para se emprestarem recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado conforme a seguinte expressão:

$$r_d = r_f + r_C + r_B + r_X$$

onde:

r_d é o custo de capital de terceiros;

r_f é a taxa livre de risco;

r_C é prêmio de risco de crédito;

r_B é o prêmio de risco Brasil;

r_X é o prêmio de risco regulatório.

O prêmio de Risco de Crédito deve representar o “*spread*” (custo adicional) acima da taxa livre de risco que pagam empresas com o mesmo risco que as distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Adota-se como prêmio de risco de crédito a média dos prêmios de risco de crédito de empresas dos EUA que possuam a mesma classificação de risco das distribuidoras de energia elétrica brasileiras que tenham

emitido títulos de longo prazo desde 1994 e que tenham liquidez⁴.

DETERMINAÇÃO DO CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL

A taxa de retorno adequada para serviços de distribuição de energia elétrica no Brasil é dada pela seguinte expressão:

$$r_{WACC} = \left(\frac{P}{P+D} \right) r_P + \left(\frac{D}{P+D} \right) r_D (1-T)$$

onde:

r_{WACC} é o custo médio ponderado de capital;

r_P é o custo de capital de próprio;

r_D é o custo de capital de terceiros;

T é alíquota de impostos;

P é o valor do capital próprio;

D é o valor do capital de terceiros.

Como as tarifas são reajustadas por um índice de inflação (o IGP-M), o custo de capital deve ser expresso em termos reais. Sendo assim, deve-se descontar a taxa de inflação média anual dos EUA para se apurar a taxa de remuneração das concessionárias de energia elétrica do Brasil, de acordo com a expressão a seguir:

$$r_{WACC}^r = \frac{1+r_{WACC}}{1+\pi}$$

onde:

r_{WACC}^r é o custo médio ponderado de capital (real);

r_{WACC} é o custo médio ponderado de capital (nominal);

π é inflação média anual dos EUA.

⁴ A classificação de risco das distribuidoras de energia elétrica no Brasil será obtida da agência Moody's.

ANEXO IV

Dispõe sobre a metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica a ser considerada a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica, conforme estabelecido no inciso IV do art. 6º desta Resolução.

1 – CRITÉRIOS GERAIS

1.1 – COMPOSIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO

A base de remuneração é composta da seguinte forma:

- a) ativo imobilizado em serviço, avaliado e depreciado;
- b) almoxarifado de operação;
- c) ativo diferido; e
- d) obrigações especiais.

Do ativo imobilizado em serviço são excluídos, para efeito de determinação da Base de Remuneração, os seguintes bens e instalações: softwares; hardwares; terrenos administrativos; edificações, obras civis e benfeitorias administrativas; veículos; e móveis e utensílios. A remuneração, amortização e depreciação (exceto terrenos) referentes a esses bens e instalações estão contempladas nas anuidades que compõem os custos operacionais das concessionárias distribuidoras definidos pela Empresa de Referência.

1.2 – METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO

Quando da realização da revisão tarifária periódica é avaliado o conjunto de ativos imobilizados em serviço, com vistas na composição da base de remuneração da concessionária.

Para valoração do conjunto de ativos imobilizados em serviço é utilizada a metodologia do custo de reposição, considerando o valor novo do ativo como base para determinação do seu valor de mercado em uso. São considerados os seguintes grupos de contas de ativos da concessionária:

- I – intangíveis;
- II – terrenos;
- III – reservatórios, barragens e adutoras;
- IV – edificações, obras civis e benfeitorias;
- V – máquinas e equipamentos;
- VI – veículos; e
- VII – móveis e utensílios.

Para efeito de apuração da base de remuneração são considerados apenas os ativos vinculados à concessão e classificados nas atividades de distribuição, administração, comercialização e geração associada. No caso de usinas, cujos ativos pertencem a uma dada distribuidora, os mesmos serão avaliados apenas para os casos que atenderem às exigências previstas no § 6º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995.

Para os ativos vinculados aos grupos de contas Intangíveis, Servidões Permanentes, Veículos, Móveis e Utensílios, é admitida a avaliação pelo método expedito, a partir da atualização dos valores históricos

contábeis, desde que seja verificado, mediante a inspeção física por amostragem aleatória, que não existem distorções relevantes entre os ativos físicos efetivamente existentes e os ativos constantes nos controles de engenharia e patrimonial da concessionária.

Os valores resultantes do processo de avaliação estão sujeitos a ajustes em decorrência da fiscalização a ser realizada pela ANEEL.

A avaliação dos ativos deve ser realizada por empresa credenciada pela ANEEL, contratada pela concessionária, e está sujeita à fiscalização da Agência Reguladora.

A ANEEL poderá utilizar-se da comparação de ativos entre concessionárias para definir ajustes nos valores a serem considerados quando da formação da base de remuneração.

De acordo com as normas de avaliação em vigor, o laudo de avaliação deve ser classificado como de uso restrito, estando sujeito às disposições normativas e nomenclaturas específicas desta Resolução.

A utilização de laudo de uso restrito deve-se ao fato de que a metodologia, critérios e procedimentos estabelecidos para avaliação dos bens e instalações de propriedade das concessionárias do serviço público de energia elétrica, para determinação da base de remuneração e conseqüente reposicionamento tarifário, tem característica própria por tratar-se de serviço público de energia elétrica.

Não procedendo a concessionária à avaliação dos ativos e ao encaminhamento das informações, nos termos definidos nesta Resolução e no prazo estabelecido pela ANEEL, caberá a esta arbitrar a base de remuneração a ser considerada na revisão tarifária em curso.

1.3 – DEPRECIÇÃO

Para a determinação do valor de mercado deve ser utilizado somente o método da linha reta para a depreciação, considerando-se obrigatoriamente o percentual de depreciação acumulada registrado na contabilidade para cada bem do ativo considerado. Em nenhuma hipótese, os critérios e procedimentos contábeis, as taxas de depreciação e os percentuais de depreciação acumulada de cada bem registrados na contabilidade podem ser modificados. Não se admite, desse modo, a utilização de quaisquer outros critérios de depreciação. As situações relativas a reformas gerais de ativos devem ser conduzidas conforme critérios estabelecidos no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.

O valor de mercado em uso para a composição da base de remuneração será obrigatoriamente igual a ZERO quando o bem estiver totalmente depreciado, conforme identificado no respectivo registro contábil.

Uma vez que cada bem deverá ser depreciado com seu respectivo percentual de depreciação acumulada registrado na contabilidade, fica vedado qualquer tipo de equalização que leve em consideração percentuais acumulados de depreciação registrados na contabilidade por conta ou grupo de contas contábeis.

1.4 – CRITÉRIOS PARA ASSOCIAÇÃO DOS ATIVOS COM OS CONJUNTOS DE UNIDADES CONSUMIDORAS

Deve-se entender “Conjunto de Unidades Consumidoras” como qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária e aprovado pela ANEEL, nos termos da Resolução nº 177, de 28 de novembro de 2005.

Os ativos pertencentes aos grupos de contas relativos a Terrenos; Reservatórios, Barragens e Aduadoras; Edificações, Obras Civas e Benfeitorias; e Máquinas e Equipamentos devem ser associados aos respectivos Conjuntos de Unidades Consumidoras. No relatório de avaliação devem ser indicadas as associações estabelecidas.

Devem ser observados os seguintes requisitos, quando do estabelecimento das associações:

- a) Apenas são aceitos os conjuntos atualmente vigentes, definidos de acordo com a Resolução nº 177, de 28 de novembro de 2005;
- b) Os conjuntos devem ser referenciados utilizando-se os mesmos códigos adotados pela ANEEL no sistema informatizado que gerencia os indicadores de qualidade no fornecimento de energia elétrica;
- c) Quando da revisão de configuração de quaisquer conjuntos, conforme os casos previstos na Resolução nº 177/2005, a concessionária deve estabelecer uma nova associação dos ativos aos seus respectivos conjuntos sucessores, informando à ANEEL as novas associações implementadas;
- d) Quando da movimentação dos ativos da base de remuneração, as associações pré-estabelecidas aos conjuntos de unidades consumidoras devem ser atualizadas;
- e) No caso de um determinado ativo relacionado a linhas, redes, medidores ou subestações atender a mais de um conjunto, deve ser estabelecido um percentual de participação do valor do ativo em cada conjunto, de forma proporcional à carga do conjunto atendida pelo respectivo ativo; e
- f) No caso de ativos do tipo edificações, almoxarifados e similares que atendam a mais de um conjunto, deve ser estabelecido um percentual de participação do valor do ativo em cada conjunto, a partir de critérios que considerem a estimativa de utilização do ativo para atender àqueles conjuntos considerados.

1.5 – MANUTENÇÃO DA BASE

A Base de Remuneração gerada é regulatória e deve ser mantido um controle suplementar, em paralelo, com os registros contábeis do ativo imobilizado em serviço. Essa Base regulatória deverá ser mantida atualizada, contemplando todas as movimentações (adições e baixas) ocorridas nos registros contábeis, aguardando orientação da ANEEL quanto aos procedimentos para registro definitivo desta base.

1.6 – ATUALIZAÇÃO DE VALORES

Para atualização e/ou retroação dos valores apurados na avaliação devem ser utilizados: para edificações, o Índice Nacional de Construção Civil – INCC, coluna 35, apurado pela Fundação Getúlio Vargas; para máquinas e equipamentos, os índices Indústria de Transformação – Material Elétrico – Motores e

Geradores coluna 40 e Indústria de Transformação – Material Elétrico – Outros coluna 41, apurados pela Fundação Getúlio Vargas; para terrenos, servidões, móveis e utensílios e veículos, o Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, apurado pelo IBGE.

1.7 – CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO NO SEGUNDO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA

Para a avaliação dos ativos das concessionárias, vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da Base de Remuneração, no segundo ciclo da revisão tarifária periódica, devem ser adotados, nesta seqüência, os seguintes procedimentos:

- a) a base de remuneração aprovada no primeiro ciclo de revisão tarifária deve ser blindada. Entende-se como base blindada os valores aprovados para o primeiro ciclo;
- b) da base blindada devem ser expurgadas as baixas ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária;
- c) após a exclusão dessas baixas, ano a ano, os valores remanescentes devem ser atualizados pela aplicação do IGP-M;
- d) também deve ser levado em consideração o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, obtendo-se o valor da base de remuneração atualizada;
- e) as inclusões entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, desde que ainda em operação, são avaliadas utilizando-se a metodologia definida nesta Resolução;
- f) os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração (item d) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária (item e), adotando-se a metodologia definida nesta Resolução; e
- g) os aperfeiçoamentos propostos nesta Resolução não se aplicam na Base de Remuneração validada no primeiro ciclo. À exceção das baixas, depreciação e atualização monetária, ficam blindados os valores validados no primeiro ciclo de revisão tarifária.

1.8 – PROCEDIMENTOS DE ABERTURA DA BASE DE REMUNERAÇÃO BLINDADA

O procedimento de avaliação completa, adotando-se a metodologia definida nesta Resolução, poderá ocorrer em períodos alternados de revisões tarifárias periódicas subseqüentes. Assim, na terceira revisão periódica tarifária todos os ativos imobilizados em serviço poderão ser avaliados conforme metodologia e critérios estabelecidos nesta Resolução. Ou seja, a avaliação completa da base de remuneração, na terceira ou demais revisões, não é compulsória e dependerá de análise a ser efetuada pela ANEEL a partir de critérios que levam em conta a modicidade e a estabilidade das tarifas e prestação do serviço adequado.

1.9 – CREDENCIAMENTO DE EMPRESAS AVALIADORAS

A avaliação dos ativos deve ser realizada por empresa credenciada pela ANEEL, nos termos do item 6 deste Anexo, contratada pela concessionária, e estará sujeita à fiscalização da Agência Reguladora.

2 – DIRETRIZES PARA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO

2.1 – ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO

Os grupos de contas de ativos relativos a Intangíveis; Terrenos; Edificações, Obras Civas e Benfeitorias; Reservatórios Barragens e Adutoras; Máquinas e Equipamentos; Veículos e Móveis e Utensílios, abaixo relacionados na Tabela 1, vinculados ao serviço público de distribuição de energia elétrica, referentes às atividades de Distribuição, Administração, Comercialização e Geração Associada, são objeto de avaliação, com vistas na composição da base de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Tabela 1 – Relação de Grupos de Contas de Ativo

<i>Código</i>	<i>Título</i>
132.01.X.1.01	Intangíveis
132.03.X.1.01	Intangíveis
132.04.X.1.01	Intangíveis
132.05.X.1.01	Intangíveis
132.01.X.1.02	Terrenos
132.03.X.1.02	Terrenos
132.04.1.1.02	Terrenos
132.05.1.1.02	Terrenos
132.01.1.1.03	Reservatório, Barragens e Adutoras
132.01.X.1.04	Edificações, Obras Civas e Benfeitorias
132.03.X.1.04	Edificações, Obras Civas e Benfeitorias
132.04.1.1.04	Edificações, Obras Civas e Benfeitorias
132.05.1.1.04	Edificações, Obras Civas e Benfeitorias
132.01.X.1.05	Máquinas e Equipamentos
132.03.X.1.05	Máquinas e Equipamentos
132.04.1.1.05	Máquinas e Equipamentos
132.05.1.1.05	Máquinas e Equipamentos
132.01.1.1.06	Veículos
132.03.1.1.06	Veículos
132.04.1.1.06	Veículos
132.05.1.1.06	Veículos
132.01.1.1.07	Móveis e Utensílios
132.03.1.1.07	Móveis e Utensílios
132.04.1.1.07	Móveis e Utensílios
132.05.1.1.07	Móveis e Utensílios

Nota: Os códigos da Tabela 1 estão apresentados conforme determinação do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, aprovado pela Resolução nº 444, de 26 de outubro de 2001.

No caso dos ativos relacionados à geração própria da concessionária, apenas são considerados aqueles vinculados à concessão dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica.

Dentro dos grupos de contas listadas na Tabela 1, são objetos de avaliação, no mínimo, os seguintes tipos de ativos:

a) Intangíveis

- a.1) Direito de Uso de Software; e
- a.2) Direito de Uso ou de Passagem.

Obs: Marcas e Patentes e Direito de Uso de Linhas Telefônicas não devem ser considerados na avaliação.

b) Terrenos

- b.1) Terrenos urbanos; e
- b.2) Terrenos rurais.

c) Reservatórios, Barragens e Adutoras

- c.1) Reservatórios;
- c.2) Barragens;
- c.3) Adutoras;
- c.4) Tomadas d'água;
- c.5) Vertedouros;
- c.6) Canais de fuga;
- c.7) Conduitos forçados; e
- c.8) Comportas.

d) Edificações, Obras Civas e Benfeitorias

- d.1) Escritórios e agências;
- d.2) Almoxarifados e oficinas;
- d.3) Edificações em subestações; e
- d.4) Edificações em unidades de geração de energia elétrica.

e) Máquinas e equipamentos

e.1) Linhas de distribuição operando em tensão maior ou igual a 69 kV

- e.1.1) Estruturas de concreto, madeira ou metálica;
- e.1.2) Condutores nus de cobre, alumínio ou aço;
- e.1.3) Condutores isolados de cobre, alumínio ou aço;
- e.1.4) Chaves seccionadoras;
- e.1.5) Chaves fusíveis;
- e.1.6) Sistemas de aterramento; e
- e.1.7) Pára-raios.

e.2) Redes de distribuição operando em tensão menor que 69kV

- e.2.1) Bancos de capacitores fixos ou automáticos;
- e.2.2) Chaves fusíveis;
- e.2.3) Chaves seccionadoras tipo faca;
- e.2.4) Chaves a óleo, vácuo ou gás;
- e.2.5) Condutores nus de alumínio, cobre ou aço;
- e.2.6) Condutores isolados de cobre, alumínio ou aço;
- e.2.7) Postes de concreto, madeira ou ferro;
- e.2.8) Reguladores de tensão;
- e.2.9) Religadores;
- e.2.10) Transformadores de distribuição;
- e.2.11) Seccionalizadores; e
- e.2.12) Luminárias (quando aplicável).

e.3) *Equipamentos de medição (medidores de energia e potência)*

- e.3.1) Medidores eletromecânicos ou eletrônicos;
- e.3.2) Conjuntos de medição;
- e.3.3) Transformadores de corrente; e
- e.3.4) Transformadores de potencial.

e.4) *Subestações*

- e.4.1) Bancos de capacitores e respectivos componentes;
- e.4.2) Barramentos;
- e.4.3) Painéis, mesas de comando, quadros e cubículos;
 - e.4.3.1) Painéis de comando e proteção de transformadores;
 - e.4.3.2) Painéis de comando e proteção de alimentadores;
 - e.4.3.3) Painéis de comando e proteção de capacitores;
 - e.4.3.4) Painéis de comando de retificadores;
- e.4.4) Chaves seccionadoras manuais ou motorizadas;
- e.4.5) Chaves fusíveis;
- e.4.6) Disjuntores;
- e.4.7) Pára-raios de alta tensão;
- e.4.8) Reguladores de tensão;
- e.4.9) Religadores;
- e.4.10) Sistemas de aterramento;
- e.4.11) Sistemas de alimentação de energia (banco de baterias e retificadores);
- e.4.12) Subestações blindadas;
- e.4.13) Subestações móveis;
- e.4.14) Transformadores de corrente;
- e.4.15) Transformadores de força ou autotransformadores;
- e.4.16) Transformadores de potencial;
- e.4.17) Transformadores de serviço auxiliar;
- e.4.18) Transformadores de aterramento; e
- e.4.19) Reatores/Resistores de aterramento.

e.5) *Sistemas de operação e telesupervisão*

- e.5.1) Painéis, mesas de comando, quadros e cubículos;

- e.5.2) Sistemas de alimentação de energia;
- e.5.3) Sistemas de telecomunicações;
- e.5.4) Unidades Terminais Remotas – UTRs;
- e.5.5) Unidades supervisoras;
- e.5.6) Telealarmes;
- e.5.7) Sistemas telefônicos locais; e
- e.5.8) Torres e antenas.

e.6) Usinas hidrelétricas e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)

- e.6.1) Turbinas e geradores;
- e.6.2) Equipamentos elétricos e acessórios (painéis, equipamentos de subestação, etc.); e
- e.6.3) Diversos equipamentos da usina (pontes rolantes, guindastes, pórticos, etc.).

e.7) Usinas termoelétricas

- e.7.1) Turbogeneradores;
- e.7.2) Caldeiras;
- e.7.3) Equipamentos elétricos e acessórios (painéis, equipamentos de subestação, etc.); e
- e.7.4) Outros equipamentos acessórios.

2.2 – LEVANTAMENTO E DESCRIÇÃO DOS BENS

Os levantamentos e descrições dos equipamentos devem conter o fabricante, modelo, classe de tensão, corrente de operação, potência e outras características que os identifiquem univocamente, possibilitando sua clara identificação e adequada valoração.

Os bens devem ser classificados por classe de tensão e tipo de instalação, constando *status* referente à instalação e classe de tensão, conforme segue:

TIPO DE INSTALAÇÃO	STATUS
Usina hidrelétrica	UHE
Pequena Central Hidrelétrica	PCH
Usina termoelétrica	UTE
Subestação	SE
Linha de Transmissão	LT
Rede de Distribuição	RD
Equipamentos de Telecomunicação	ET
Equipamentos Diversos	ED

CLASSE DE TENSÃO	STATUS
15 kV	15
23 kV	23
34,5 kV	34,5
69 kV	69
138 kV	138

Usinas

Todos os equipamentos relacionados com as usinas devem ser levantados em campo pela avaliadora, para

análise de sua operacionalidade e identificação de suas características técnicas, de forma unívoca.

Após esse levantamento, os equipamentos devem ser relacionados, para fins de fiscalização, por piso e posição operativa e por “bays”, no caso da subestação elevadora.

Subestações

Todos os equipamentos relacionados com as subestações devem ser levantados em campo pela avaliadora, para análise de sua operacionalidade e identificação de suas características técnicas, de forma unívoca.

Após esse levantamento, os equipamentos devem ser relacionados, para fins de fiscalização, por “bays”, levando-se em consideração a posição seqüencial operativa.

Linhas e Redes

A avaliadora deve validar os controles da concessionária no que se refere às instalações existentes de linhas e redes, efetuando levantamentos de campo dos equipamentos das linhas e redes dos conjuntos de unidades consumidoras selecionados, pela ANEEL, para vistoria.

Os seguintes bens devem ser objeto de vistoria, quanto às suas características técnicas cadastradas: postes (material, altura e esforço), transformadores de distribuição (tensão, potência e número de fases), chaves seccionadoras (tipo, tensão, corrente e número de fases), condutores (material, bitola, formação, isolamento), religadores (tensão, potência e número de fases), reguladores (tensão, potência e número de fases), e banco de capacitores (número de unidades, tensão, potência e número de fases).

Para a realização dos trabalhos de campo a avaliadora deve:

- a) vistoriar as linhas e redes selecionadas, tomando-se por base os controles da engenharia (G.I.S. – Geographical Information System), por meio de mapas geo-referenciados atualizados, elaborados em quadrículas de 800m x 800m e totalizados por quadrícula e por conjunto de unidades consumidoras; e
- b) verificar se as diferenças encontradas ficaram dentro dos limites pré-estabelecidos pela ANEEL.

Devem ser registrados e informados no relatório de avaliação, para cada conjunto de unidade consumidora selecionado para inspeção pela ANEEL, os qualitativos e quantitativos finais, indicando as diferenças encontradas, bem como os cálculos realizados para o processo de validação dos controles da concessionária.

A avaliadora deve manter os desenhos das quadrículas usadas como papéis de trabalho referentes ao inventário físico/levantamentos de campo de cada conjunto de unidade consumidora das linhas e redes, deixando-os, necessariamente, disponíveis para a ANEEL, durante o trabalho de fiscalização. Esses documentos (dados em papel e/ou arquivos magnéticos), devem obrigatoriamente conter a data do inventário, as descrições e os quantitativos apurados dos equipamentos e a seqüência do trecho considerado no trajeto em que foram vistoriados.

Se as diferenças encontradas ficarem dentro dos limites pré-estabelecidos, podem ser validados os controles da engenharia da concessionária referentes às instalações de linhas e redes dos conjuntos de unidades consumidoras não vistoriadas.

Se as diferenças encontradas no total de conjuntos de unidades consumidoras vistoriados ficarem fora dos limites pré-estabelecidos, a vistoria e o levantamento de campo devem ser estendidos a todos os conjuntos de unidades consumidoras pertencentes à concessionária.

Se durante o levantamento de campo forem observados equipamentos de propriedade de terceiros, esses equipamentos não comporão a Base de Remuneração, devendo ser informados os procedimentos adotados para a identificação desses bens.

2.3 – CRITÉRIOS PARA INCLUSÃO NA BASE DE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica e geração associada são elegíveis e não elegíveis, e todos devem ser avaliados, observando o seguinte:

- a) os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica são elegíveis para inclusão na base de remuneração quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica; e
- b) os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica são não elegíveis quando não utilizados na atividade concedida ou utilizados em atividades não vinculadas ao serviço público de distribuição de energia elétrica como, por exemplo; bens cedidos/ocupados por grêmios, clubes, fundações entre outros; bens desocupados/desativados; bens cedidos a terceiros etc.

Para aplicação dos critérios de elegibilidade para inclusão na base de remuneração, faz-se necessária uma análise qualificada da utilização do ativo, diferenciando conveniência de necessidade, no que se refere à utilização do ativo na atividade concedida de distribuição de energia elétrica e geração associada.

Deve ser apresentada a relação, com justificativa, dos ativos definidos como não elegíveis. Esses bens devem ser avaliados, e apresentados em laudo separado.

2.3.1 – Ativos em processo de regularização

Os imóveis que não possuam documentação de titularidade de propriedade definitiva em nome da concessionária podem ser incluídos na base de remuneração, desde que cumpram as seguintes condições:

- a) ser um imóvel elegível (imóvel operacional);
- b) encontrar-se registrado na contabilidade;
- c) existir documentação que comprove a aquisição; e
- d) a documentação de titularidade de propriedade encontrar-se em processo de regularização.

Os imóveis que preencherem os requisitos acima especificados podem ser incluídos na base de remuneração. No entanto, a empresa de avaliação deve apresentar relação em separado dos imóveis que se encontram nessa situação (incluídos na Base de Remuneração e que não possuem documentação de titularidade de propriedade definitiva em nome da concessionária), fornecendo informações sobre a situação atual de cada um no que se refere à posição em termos de documentação e atividades exercidas pela concessionária no local (destinação de uso).

O imóvel que não atender a qualquer uma das condições acima relacionadas não pode ser considerado (incluído) na base de remuneração. A concessionária pode, a seu exclusivo critério, encaminhar formalmente, para apreciação da ANEEL, requerimento para inclusão na base de remuneração de imóvel eventualmente excluído pela razão ora exposta. A solicitação mencionada deve ser devidamente justificada e documentada.

2.4 – ÍNDICE DE APROVEITAMENTO

Para os grupos de ativos Terrenos; Edificações, Obras Civas e Benfeitorias; e Subestações é aplicado um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica.

O índice de aproveitamento de terrenos, edificações e subestações é aplicado sobre o Valor Novo de Reposição. O Valor Novo de Reposição descontado o valor do índice de aproveitamento serve de base para determinação do Valor de Mercado em Uso que é o próprio Valor na Base de Remuneração.

Para aplicação do índice de aproveitamento, faz-se necessária uma análise qualificada da utilização do ativo, diferenciando conveniência de necessidade, no que se refere à utilização do ativo na atividade concedida de distribuição de energia elétrica.

2.5 – MÉTODO PARA AVALIAÇÃO

Na realização da avaliação dos ativos da concessionária de distribuição de energia elétrica e geração associada, é utilizado o método do custo de reposição para edificações e máquinas e equipamentos, e o método comparativo para terrenos, conforme definido nesta Resolução.

O Método do Custo de Reposição estabelece que cada ativo é valorado por todas as despesas necessárias para sua substituição, que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.

O Método Comparativo de Mercado estabelece que o valor de um bem ou suas partes constituintes é obtido por meio da comparação de dados de mercado relativos a outros de características similares.

Para a realização da avaliação dos ativos da concessionária de distribuição de energia elétrica, conforme definido nesta Resolução, deve ser utilizado o Método do Custo de Reposição de um bem idêntico ou similar ao que está sendo avaliado, considerando seu Valor Novo de Reposição como base para determinação do respectivo Valor de Mercado em Uso.

Entende-se como Valor Novo de Reposição, o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido a partir do Banco de Preços Referenciados da ANEEL.

O Valor de Mercado em Uso é definido como sendo o Valor Novo de Reposição deduzido da parcela de depreciação, que deve respeitar sempre os percentuais de depreciação acumulada registrados na contabilidade para o bem considerado, a partir da data de sua entrada em operação.

O avaliador deve obedecer a todos os preceitos dispostos nesta Resolução, em especial no que se refere:

- ao desenvolvimento do processo de avaliação;
- às atividades básicas a serem executadas;

- às condições específicas a serem observadas; e
- à apresentação do laudo.

As situações relativas a reformas gerais e/ou repotenciação de ativos devem ser conduzidas conforme critérios estabelecidos no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.

Todos os ativos relacionados às usinas, subestações, terrenos, edificações e benfeitorias, devem ser obrigatoriamente inspecionados e avaliados.

3 – PROCEDIMENTOS DE AVALIAÇÃO

As avaliações devem ser realizadas considerando fundamentalmente os resultados de inspeções de campo com o objetivo de verificar as características e as condições operacionais dos ativos.

3.1 – TERRENOS

Os terrenos devem ser avaliados pelo método comparativo de valores de mercado, por meio do tratamento de dados por fatores, com um número mínimo de 5 (cinco) elementos de pesquisa comparáveis, observado o disposto nos parágrafos a seguir.

De acordo com o método comparativo devem ser pesquisados valores de terrenos à venda (elementos da amostra), cuidando-se para que estes envolvam áreas próximas e comparáveis àquelas a serem avaliadas, bem como consultados corretores de imóveis e empresas idôneas que trabalhem com terrenos na região. Em seguida, devem ser aplicados coeficientes de ajustes (fatores de homogeneização) adequados, que permitam homogeneizar os valores e obter valores médios representativos dos valores de mercado mais prováveis, à vista, no momento da avaliação. O número de elementos efetivamente utilizados deve ser de, no mínimo, 5 (cinco).

A qualidade dos elementos deve estar assegurada quanto a:

- a) idoneidade das fontes de informação;
- b) sua atualidade; e
- c) sua semelhança com o imóvel objeto da avaliação, no que diz respeito à sua situação, à destinação, ao grau de aproveitamento e às características físicas.

As características do bem avaliando devem preferencialmente estar contidas no intervalo ou espaço amostral dos atributos de mesma natureza levantados entre os bens observados. Se isso não ocorrer, deve o engenheiro de avaliações enfatizar e justificar a medida adotada para considerar tal circunstância.

Entre os 5 (cinco) elementos efetivamente utilizados na avaliação deve ser evitada a utilização de mais de uma opinião.

Somente devem ser utilizados coeficientes de ajustes (fatores de homogeneização) consagrados para homogeneização das amostras. Para a padronização e maior transparência das avaliações somente podem ser utilizados os seguintes fatores para imóveis urbanos:

- a) fator de elasticidade da oferta (fator de fonte);
- b) fator de transposição de local;
- c) fator de frente (fator de testada);

- d) fator de profundidade;
- e) fator de testadas múltiplas (várias frentes);
- f) fator de acidentação topográfica; e
- g) fator de restrição legal (restrições de uso e ocupação do solo, restrições ambientais, tombamentos, faixas não edificantes, etc).

Para os imóveis rurais somente poderão ser utilizados os seguintes fatores:

- a) fator de elasticidade da oferta (fator de fonte);
- b) fator de utilização do solo (capacidade de uso do solo);
- c) fatores de situação e viabilidade de circulação (tipo de estradas, importância das distâncias aos centros urbanos, praticabilidade das estradas durante o ano);
- d) fatores de recursos hídricos;
- e) fator de acidentação topográfica; e
- f) fator de restrição legal (reserva legal, mata nativa, área de preservação permanente).

Em ambos os casos esses fatores devem ser claramente identificados e definidos no relatório. Esses fatores são analisados pela ANEEL e, caso não sejam tecnicamente justificáveis, podem ser desconsiderados.

Deve ser evitada a utilização de fatores de transposição com variações inferiores a 0,5 (zero vírgula cinco) e superiores a 2,0 (dois vírgula zero), evitando-se, assim, a utilização de elementos discrepantes em relação ao local para o qual a pesquisa deve ser efetuada.

Para cada terreno avaliado deve ser levantado e apresentado, obrigatoriamente, arquivo eletrônico com planilha em Microsoft Excel®, com as seguintes informações mínimas:

1. Dados do imóvel

- a) designação do local;
- b) utilização (destinação de uso do terreno – atividades executadas, descrever com nível de detalhamento suficiente para clara identificação do uso do terreno, especialmente para os casos de terrenos alagados, ou alagáveis, onde deverão ser especificados estes percentuais em relação à área total de terreno);
- c) data-base da avaliação;
- d) localização (endereço completo, rua, avenida, número, bairro, município, estado, etc.);
- e) situação do terreno (para imóveis urbanos: esquina, meio de quadra, etc., para imóveis rurais: distância a centros urbanos, qualidade das estradas de ligação, etc.);
- f) formato (regular, irregular, etc.);
- g) topografia (aclive, declive, plano, montanhoso, etc.);
- h) área total considerada (m² ou ha);
- i) área(s) constante(s) do(s) título(s) aquisitivo(s) (matrícula, transcrição, etc.);
- j) área(s) obtida(s) através de levantamentos planimétricos eventualmente existentes;
- l) área(s) obtida(s) através de registros cadastrais de Prefeitura/Incrá;
- m) valores venais informados pelos respectivos órgãos responsáveis (Prefeitura/Incrá);
- n) valor contábil;
- o) área considerada na contabilidade;
- p) número do título aquisitivo (matrícula/transcrição, etc.) do terreno;
- q) número de patrimônio – registro na contabilidade; e

- r) valor final do terreno (R\$).

2. Dados da região

- a) caracterização da micro-região do entorno (zona central, zona comercial, zona residencial, zona rural, etc.);
- b) poder aquisitivo característico da região;
- c) melhoramentos públicos existentes;
- d) serviços existentes / acessíveis; e
- e) serviços de transportes acessíveis / existentes.

3. Pesquisa mercadológica – dados dos elementos das amostras

- a) endereço completo (rua, avenida, número, ou outras referências que permitam a localização exata do elemento, bairro, município, estado, etc.);
- b) dados das fontes consultadas (telefone, nome completo da imobiliária e do corretor, de forma a permitir a sua conferência);
- c) valor informado (R\$);
- d) área (m²);
- e) valor unitário (R\$/m²);
- f) status (opinião, oferta, venda, etc.);
- g) fatores de homogeneização utilizados;
- h) fator total (refere-se à multiplicação de todos os fatores de homogeneização utilizados e deverá estar limitado entre 0,5 (zero vírgula cinco) e 1,5 (um vírgula cinco);
- i) valor unitário homogeneizado por amostra (R\$/m²);
- j) valor unitário médio (R\$/m²);
- l) desvio-padrão;
- m) coeficiente de variação; e
- n) mapa, planta ou croqui indicando a localização de cada elemento.

Cada dado do elemento utilizado na pesquisa de mercado deve ser verificado pelo engenheiro de avaliações até o grau de detalhamento que confira as condições de cotejá-lo com o bem avaliando.

A qualidade da pesquisa mercadológica deve estar assegurada pelo coeficiente de variação (divisão do desvio padrão pelo valor unitário médio), inferior a 0,3 (zero vírgula três). Caso o coeficiente de variação seja superior a 0,3, a ANEEL poderá adotar o valor venal do terreno ou a atualização do respectivo valor contábil por meio do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, calculado pelo IBGE, de acordo com o seu entendimento.

Devem ser evitadas amostras com elementos de pesquisa obtidos por meio de apenas uma fonte de informação.

Devem estar claramente identificados os elementos que eventualmente contenham construções civis e benfeitorias e/ou culturas. Também devem ser explicitados os procedimentos e cálculos adotados para a desconsideração das construções civis e benfeitorias e/ou culturas existentes.

Para os terrenos, não é mais permitida a utilização dos métodos involutivo ou da renda. Alternativamente, na impossibilidade de avaliação pelo método comparativo de valores de mercado, desde que devidamente justificada e submetida à prévia apreciação da ANEEL, é permitida a avaliação por meio da atualização

dos valores históricos pela aplicação do IPCA, ou então, considerando-se os respectivos valores venais. Caberá à ANEEL, mediante pleito da concessionária, a definição do critério a ser adotado.

ÍNDICE DE APROVEITAMENTO

Deve, obrigatoriamente, ser indicado o percentual considerado para o índice de aproveitamento do terreno avaliado, para fins de sua inclusão na base de remuneração, a partir da verificação e análise qualificada do efetivo aproveitamento do ativo respectivo no serviço público de distribuição de energia elétrica.

O aproveitamento do terreno deve ser inicialmente verificado durante a vistoria de campo para posterior cálculo do índice de aproveitamento, que deve constar do relatório de avaliação, com a devida fundamentação.

A determinação do índice de aproveitamento obedece aos seguintes critérios:

- É objeto de remuneração o percentual de terrenos efetivamente utilizado para a construção de obras e/ou instalação de bens para o serviço público de distribuição de energia elétrica, considerando inclusas as áreas de segurança, manutenção, circulação, manobra e estacionamento, aplicáveis, em função do tipo, porte e características da edificação ou instalação existente.
- No caso de terrenos de subestações existentes e em serviço, quando a subestação não ocupar toda a área aproveitável do terreno e este não puder ser legalmente fracionado para fins de alienação, pode ser considerada, ainda, como área aproveitável, a título de reserva operacional, uma área adicional de até 20% calculada sobre o total daquela apurada conforme os critérios estipulados no parágrafo anterior.
- No caso de terrenos de edificações pode ser considerada, ainda, como área aproveitável, uma área adicional de até 10% da área total do terreno para áreas verdes efetivamente existentes.

Exemplo: em um terreno de 1.000 m² adquirido para a instalação de uma edificação, se apenas uma área de 600 m² é efetivamente necessária para a instalação da edificação, já consideradas as áreas de segurança, manutenção, circulação e manobra, aplicáveis, somente esta parte do terreno será remunerada, resultando, portanto, em um índice de aproveitamento de 60% do valor avaliado.

3.2 – SERVIDÕES

Os ativos referentes às servidões devem ser avaliados a partir da atualização de valores contábeis, pelo IPCA – Índice de Preço ao Consumidor Amplo, calculado pelo IBGE, desde que seja verificado que não existem distorções relevantes entre os ativos físicos efetivamente existentes e os ativos constantes no controle patrimonial da concessionária.

A empresa avaliadora deve explicitar, no relatório de avaliação, os procedimentos e critérios utilizados para validação dos saldos das contas contábeis onde as servidões encontram-se registradas.

Devem ser consideradas na base de remuneração as faixas de servidões adquiridas de forma onerosa, observando-se os critérios utilizados na contabilidade para registro desses ativos.

As faixas de servidão com escritura de propriedade devem ser consideradas na base de remuneração pelo

mesmo critério utilizado para direitos de uso e de passagem adquiridos de forma onerosa, não devendo ser consideradas como terreno avaliado a valor de mercado.

3.3 – EDIFICAÇÕES, BENFEITORIAS E OBRAS CIVIS

Devem ser objeto de avaliação os seguintes bens:

- 1) Escritórios e Edifícios administrativos;
- 2) Almoxarifados e Oficinas;
- 3) Edificações em Subestações;
- 4) Edificações em unidades de geração de energia elétrica; e
- 5) Base de torres (apenas as bases que não estão consideradas junto com os equipamentos, observando-se os critérios definidos no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, Resolução nº 44/1999, e na Portaria DNAEE nº 815/1994, atualizada pela Resolução nº 015/1997, e respeitando-se os procedimentos adotados pelo Departamento de Contabilidade da concessionária).

A avaliação desses bens deve ser efetuada adotando-se o método da quantificação de custo, que consiste em identificar o custo do bem, ou de suas partes por meio de orçamentos sintéticos ou analíticos, a partir das quantidades de serviços e respectivos custos diretos e indiretos.

A aplicação do método acima citado deve ser adotada para os bens de maior relevância. Entende-se por bens de maior relevância aqueles que, ordenados de forma decrescente do Valor Novo de Reposição – VNR, correspondem a um montante superior a 70% do valor novo de reposição da conta Edificações, Obras Civis e Benfeitorias.

Para esses bens definidos anteriormente, os valores de reposição devem ser obtidos por meio de orçamentos detalhados, considerando-se os preços atuais de seus componentes básicos e o custo de construção na região, não podendo ser utilizados custos unitários de construção pré-definidos (CUB – Custo Unitário Básico, publicado pelo SINDUSCON – Sindicato da Indústria de Construção Civil, conforme NBR 12.721, e valores publicados pela editora Pini, da Revista Construção e Mercado).

Para os bens menos representativos, ou seja, aqueles que, ordenados por ordem crescente do Valor Novo de Reposição – VNR, correspondem a um montante inferior a 30% do valor novo de reposição da conta edificação, podem ser utilizados custos unitários de construção pré-definidos, desde que:

- a) adequadamente ponderados de acordo com a região, o padrão construtivo e a tipologia da edificação;
- b) utilizadas referências consagradas (CUB – SINDUSCON, Custos Unitários publicados pela revista Pini); e
- c) limitados à aplicação em edificações.

As benfeitorias e obras civis constantes do grupo de bens menos representativos devem ser avaliadas por meio de orçamentos sintéticos.

Os trabalhos devem ser iniciados por inspeção física para a identificação e caracterização de todas as edificações, obras civis e benfeitorias, observando-se os componentes estruturais, as características técnicas e o uso efetivo do imóvel.

O levantamento quantitativo dos insumos empregados nessas obras deve ser obtido a partir da análise das seguintes documentações:

- a) inspeções de campo;
- b) planta geral da unidade com localização de todas as edificações, indicando as respectivas áreas construídas;
- c) projetos de fundação, estrutura e arquitetura das principais edificações;
- d) planilhas de medição de obra, contratos de construção e planilhas orçamentárias; e
- e) planta geral das redes externas de água pluvial, água potável, esgoto, incêndio e iluminação pública.

Deve ser verificado o aproveitamento do imóvel para cálculo posterior do índice de aproveitamento, que constará da avaliação, com a devida fundamentação.

Somente é objeto de remuneração o percentual de área de edificação efetivamente utilizado para o serviço público de distribuição de energia elétrica, acrescido do percentual referente às áreas comuns, de circulação, de segurança, e de ventilação/iluminação, correspondentes.

Exemplo: uma determinada edificação tem 1.000 m² de área construída, sendo apenas 400 m² deste total efetivamente utilizado em atividades relacionadas ao serviço público de distribuição de energia elétrica. As áreas comuns, de circulação, de segurança e de ventilação/iluminação, correspondentes à área efetivamente utilizada, de 400 m², totalizam cerca de 100 m². O índice de aproveitamento desta edificação será, portanto, de 50%.

Entende-se como valor de mercado em uso, para efeito de aplicação desta Resolução, o valor de um bem instalado, com as características técnicas em que se encontra, idêntico ou similar ao avaliado, considerando que o mesmo esteja em operação, calculado por intermédio da aplicação de uma depreciação. A depreciação deve ser aplicada sobre o Valor Novo de Reposição, já descontado o valor do índice de aproveitamento, e é calculada respeitando-se necessariamente os percentuais de depreciação acumulada registrados na contabilidade para cada bem do ativo considerado, conforme o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, a partir da data de entrada em operação desse ativo.

Nas reformas e agregações que implicam alteração do valor do bem, registradas na contabilidade via Unidade de Adição e Retirada – UAR, devem ser respeitadas as depreciações acumuladas, por lançamento contábil, bem como a relevância das reformas e agregações em relação ao todo.

As edificações, obras civis e benfeitorias de propriedade da concessionária erigidas em terrenos de propriedade de terceiros, desde que estejam vinculadas ao serviço público de distribuição de energia elétrica e registradas na contabilidade, devem ser consideradas nos trabalhos de avaliação.

Devem ser levantadas e apresentadas, obrigatoriamente, para cada edificação, obra civil e benfeitoria, as seguintes informações:

- a) data-base da avaliação;
- b) nome da edificação, obra civil ou benfeitoria;
- c) localização (endereço completo, rua, avenida, número, bairro, município, estado, etc.);
- d) utilização;
- e) área total construída (m²);

- f) área operacional (m²); e
- g) acréscimos de áreas e respectivas datas de imobilização das reformas realizadas.

Devem ser apresentadas informações sobre as características dos imóveis, conforme segue:

- a) descrição sumária (estrutura; acabamento externo – fachada, vidros, elevação do fechamento, cobertura, pisos etc.; acabamentos internos – paredes, pisos, esquadrias, portas, forro, etc.); tipo de fundação; entre outras informações relevantes;
- b) caracterização do fechamento/cercamento da área: tipo (muro, tela galvanizada com mourões, entre outros); quantidade de metros lineares e altura ou área em m²;
- c) caracterização das áreas de estacionamento, circulação, manobras existentes; tipo de pavimentação; áreas totais (m²); número de vagas cobertas/descobertas; entre outras informações relevantes;
- d) caracterização das áreas cobertas (tipo de cobertura, área total em m²); e
- e) caracterização de outras áreas eventualmente existentes.

Em nenhuma hipótese deve ser utilizado o método comparativo de mercado para a avaliação das edificações, obras civis e benfeitorias. Lojas, escritórios e edifícios comerciais devem ser avaliados adotando-se somente o método do custo de reprodução, citado anteriormente.

3.4 – USINAS HIDRELÉTRICAS, TÉRMICAS E PCH's

Para os ativos de geração, os valores de reposição devem ser obtidos por intermédio de parâmetros de valores de referência (R\$/kW). Esses valores referenciais são obtidos do Banco de Preços Referenciados da ANEEL, tomando-se por base a tipologia, características físicas e custos realizados de usinas construídas nos últimos anos.

O valor de reposição obtido pela aplicação desta metodologia, no caso das usinas hidrelétricas e PCH's, deve ser apresentado na seguinte estrutura:

Item	%custo total	R\$/kW	VNR
Terrenos, relocações e outras ações sócios-ambientais			
Estruturas e outras benfeitorias			
Barragens e adutoras			
Turbinas e geradores			
Equipamento elétrico e acessórios			
Diversos equipamentos da usina			
Estradas de rodagem, de ferro e pontes			
Custos indiretos			
Juros durante a construção			
Interligação com o sistema			

Onde: VNR – Valor Novo de Reposição.

No caso das usinas térmicas, os valores de reposição devem ser apresentados na mesma estrutura acima com as devidas adaptações.

Somente serão considerados na revisão tarifária periódica, os ativos de geração que atenderem às exigências previstas no § 6º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995.

3.5 – MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO

São objeto de avaliação os seguintes bens:

- a) linhas de distribuição operando em tensão maior ou igual a 69 kV;
- b) redes de distribuição operando em tensão menor que 69 kV;
- c) equipamentos de medição (medidores de energia e potência);
- d) subestações;
- e) sistemas de operação e telesupervisão; e
- f) demais máquinas e equipamentos (oficinas de manutenção, almoxarifado, etc.).

3.5.1 – PROCEDIMENTOS PARA LEVANTAMENTO DOS ATIVOS E VALIDAÇÃO DOS CONTROLES DA CONCESSIONÁRIA

- Subestações

Todos os equipamentos relacionados com as subestações devem ser levantados em campo pela avaliadora, para análise de sua operacionalidade e identificação de suas características técnicas, de forma unívoca, devendo todas as subestações ser vistoriadas.

Após esse levantamento, os equipamentos devem ser relacionados, para fins de fiscalização, por “bays”, levando-se em consideração a posição sequencial operativa.

Os equipamentos reserva (reserva imobilizada) devem ser levantados e considerados na subestação onde estiverem alocados, com a observação expressa de “reserva”. Entende-se por reserva imobilizada o bem ou conjunto de bens que, por razões de ordem técnica voltada à garantia e qualidade do sistema elétrico, embora não estando em serviço, esteja à disposição e que poderá entrar em operação de imediato. Os equipamentos referentes à reserva imobilizada devem estar obrigatoriamente registrados no ativo imobilizado em serviço, conforme disposições contidas no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.

A reserva quente é considerada na aplicação do índice de aproveitamento.

- Linhas e Redes

A avaliadora deve validar os controles da concessionária no que se refere às instalações existentes de linhas e redes, devendo efetuar levantamentos de campo dos equipamentos das linhas e redes dos conjuntos de unidades consumidoras, selecionados pela ANEEL, para vistoria.

Os seguintes itens devem ser objeto de levantamento/vistoria, quanto aos seus dados cadastrados: postes (material, altura e esforço), transformadores de distribuição (tensão, potência, número de fases), chaves seccionadoras (tipo, tensão, corrente, número de fases), condutores (material, bitola, formação, isolamento), religadores (tensão, potência, número de fases), reguladores (tensão, potência, número de fases) e banco de capacitores (número de unidades, tensão, potência, número de fases).

Para a realização dos trabalhos de campo a avaliadora deve:

- a) vistoriar as linhas e redes selecionadas, tomando-se por base os controles da engenharia (G.I.S. – Geographical Information System), por meio de mapas geo-referenciados atualizados, elaborados em quadrículas de 800m x 800m e, totalizados por quadrícula e por conjunto de unidades consumidoras; e
- b) verificar se as diferenças encontradas ficaram dentro dos limites pré-estabelecidos pela ANEEL.

Devem ser registrados e informados no relatório de avaliação, para cada conjunto de unidade consumidora selecionado para inspeção pela ANEEL, os qualitativos e quantitativos finais, indicando as diferenças encontradas, bem como os cálculos realizados para o processo de validação do controle da concessionária.

A avaliadora deve manter os desenhos das quadrículas usadas como papéis de trabalho referentes ao inventário físico/levantamentos de campo de cada conjunto de unidade consumidora das linhas e redes, deixando-os, necessariamente, disponíveis para a ANEEL, durante o trabalho de fiscalização. Esses documentos (dados em papel e arquivos magnéticos), devem obrigatoriamente conter a data do inventário, as descrições e os quantitativos apurados dos equipamentos e a seqüência do trecho considerado no trajeto em que foram vistoriados.

Se as diferenças encontradas ficarem dentro dos limites pré-estabelecidos, podem ser validados os controles da engenharia da concessionária referentes às instalações de linhas e redes dos conjuntos de unidades consumidoras não vistoriadas.

Se as diferenças encontradas no total de conjuntos de unidades consumidoras vistoriados ficarem fora dos limites pré-estabelecidos, a vistoria e o levantamento de campo deverão ser estendidos a todos os conjuntos de unidades consumidoras pertencentes à concessionária.

Se durante o levantamento de campo forem observados equipamentos de propriedade de terceiros, esses equipamentos não deverão constar do Laudo de Avaliação, devendo ser informados os procedimentos adotados para identificação desses bens.

A validação dos quantitativos da engenharia dar-se-á utilizando-se a técnica de amostragem estratificada proporcional por conjunto de unidades consumidoras, observando o seguinte:

- a) Na técnica de amostragem estratificada proporcional por conjuntos de unidades consumidoras proporcionaliza-se os ativos de linhas e redes que compõem os conjuntos da concessionária, conforme descrito no subitem “f”;
- b) Para efeito de aplicação da técnica de amostragem estratificada proporcional por conjunto, serão considerados os conjuntos de unidades consumidoras aprovados pela ANEEL em Resoluções específicas para cada concessionária, conforme os critérios estabelecidos pela Resolução nº 024, de 27 de novembro de 2000;
- c) Os elementos integrantes de cada conjunto de unidades consumidoras, considerados na análise, são as “linhas e redes”;

- d) O cálculo do tamanho da amostra (m), a ser inspecionada para verificação da aceitação ou não das listas de engenharia da concessionária, será realizado pela ANEEL, mediante aplicação da fórmula a seguir relacionada, considerando: 95% de intervalo de confiança (Z igual a 1,96); 10% de margem de erro amostral (e); e 75% como estimativa inicial da proporção das “linhas e redes” com uma determinada característica esperada na concessionária ($P0$):

$$m = \frac{M}{\frac{e^2 * (M - 1)}{Z^2 * [P0 * (1 - P0)]} + 1}$$

onde:

m : tamanho da amostra;

M : quantidade total de conjuntos da concessionária;

e : margem de erro amostral;

Z : intervalo de confiança;

$P0$: característica esperada.

- e) Caso o tamanho da amostra (m) multiplicado pela estimativa inicial de proporções de sucesso na concessionária ($P0$) seja menor do que 5 (cinco), a empresa avaliadora credenciada deve realizar o censo de todas as “linhas e redes” da concessionária de distribuição de energia elétrica;
- f) A ANEEL realizará amostragem estratificada proporcional conforme descrito a seguir:
- f.1) Após a definição do tamanho da amostra (m) que determina o número de conjuntos a serem inspecionados, serão calculados para cada cluster⁵ existente na área de concessão sob análise, a quantidade de conjuntos a serem sorteados. Utilizando-se da técnica de amostragem estratificada proporcional⁶, proporcionaliza-se os ativos de linhas e redes que compõem os conjuntos da concessionária, em função do somatório dos valores do atributo quilômetro de rede aérea primária (km RAP) dos conjuntos que compõem cada cluster pela quilometragem total da rede aérea primária da concessionária, usando a seguinte fórmula:

$$a_k = m * \frac{\sum_{k=1}^n \text{km RAP}_k}{\text{km RAP}_t}$$

onde:

a_k : número de conjuntos a serem amostrados no cluster k ;

m : número total de conjuntos da concessionária a serem amostrados;

n : número total de conjuntos que compõem o cluster k ;

⁵ **Cluster** – agrupamento ou família de conjuntos semelhantes de unidades consumidoras, comparados com base em variáveis descritivas de cada um destes conjuntos, as quais são chamadas de atributos geo-elétricos. O somatório dos atributos dos conjuntos de cada cluster representam as características geo-elétricas da concessão.

⁶ **Amostragem estratificada** – consiste em dividir a população em subgrupos (“estratos”) que denotem uma homogeneidade maior que a homogeneidade da população toda, sob a análise de variáveis de estudo. Uma vez selecionados os “estratos”, sobre cada um deles são realizadas seleções aleatórias de forma independente, obtendo-se amostras parciais, que agregadas representam a amostra completa. Uma amostra estratificada proporcional garante que cada elemento da população tenha a mesma probabilidade de pertencer à amostra.

$km\ RAP_k$: somatório dos valores de quilômetro de rede aérea primária ($kmRAP$) dos conjuntos do cluster k ; e

$km\ RAP_t$: somatório dos valores de quilômetro de rede aérea primária ($kmRAP$) de todos os conjuntos da concessionária.

- f.2) Após o cálculo do número de conjuntos a serem amostrados no cluster k e, para se definir quais os conjuntos a serem inspecionados pela avaliadora no referido cluster, adota-se também o atributo “potência instalada”, dado em kVA, procedendo-se os seguintes cálculos:

f.2.1) Calcula-se, para todos os conjuntos da concessionária a razão (Rcj_x):

$$Rcj_x = \frac{kVA}{kmRAP}$$

f.2.2) Calcula-se a razão média ($Rméd$) de cada cluster, considerando os conjuntos classificados nos clusters existentes naquela área de concessão:

$$Rméd_k = \frac{\sum_{x=1}^n Rcj_x}{n}$$

f.2.3) O primeiro conjunto selecionado para amostragem será aquele que tiver a razão Rcj mais próxima do valor calculado para a razão média $Rméd$ do cluster sob amostragem.

f.2.4) Caso a_k seja ímpar, os demais conjuntos a serem selecionados devem ser tomados aos pares. O par deverá ser formado considerando os valores calculados de Rcj imediatamente acima e abaixo da razão média do cluster $Rméd$.

f.2.5) Caso a_k seja par, os demais conjuntos a serem selecionados devem ser tomados alternadamente, considerando primeiramente os valores calculados de Rcj imediatamente acima da razão média do cluster $Rméd$, e depois os valores calculados de Rcj imediatamente abaixo da mesma.

- g) A ANEEL pode, ainda, a seu exclusivo critério, escolher determinada quantidade de conjuntos adicionais para realização de inspeções de campo pela empresa avaliadora, ficando esta quantidade adicional limitada a 2 conjuntos ou 5% do total de conjuntos, o que for maior;
- h) Entende-se como proporção de elementos com a característica esperada a razão calculada da seguinte forma:

$$\hat{p}_j = \frac{E_j}{N_j}$$

$$\hat{p}_{AC} = \frac{\sum_{j=1}^m N_j * \hat{p}_j}{\sum_{j=1}^m N_j}$$

onde:

E_j : número de elementos com a característica esperada;

N_j : número de elementos físicos efetivamente existentes no conglomerado;

m : tamanho da amostra;

\hat{p}_j : proporção das “linhas e redes” com uma determinada característica esperada no conglomerado;

e

\hat{p}_{AC} : proporção das “linhas e redes” com uma determinada característica esperada na concessionária.

- i) Os elementos com a característica esperada são os ativos físicos efetivamente existentes, que correspondam, tanto em termos quantitativos, quanto qualitativos (referentes às características e especificações técnicas dos itens inspecionados), aos ativos constantes nos controles operacionais (de engenharia) da concessionária;
- j) Com base nas proporções estimadas nos conglomerados (\hat{p}_j), a empresa avaliadora credenciada pode obter a estimativa da proporção na concessionária (\hat{p}_{AC});
- k) Caso a estimativa obtida da proporção na concessionária (\hat{p}_{AC}), subtraído 10%, seja menor que 80%, a empresa avaliadora credenciada deve realizar o censo das “linhas e redes” da concessionária de distribuição de energia elétrica. Caso o resultado obtido seja maior ou igual a 80%, as listas de engenharia podem ser validadas e utilizadas para realização dos trabalhos de avaliação e conciliação físico-contábil.

- Sistema de iluminação pública

As instalações de iluminação pública não estão compreendidas no conceito de linhas e redes dos conjuntos de unidades consumidoras. Assim, a avaliadora não precisa levantar em campo os quantitativos e características das instalações de iluminação pública.

A avaliadora deve então, verificar como estão estruturadas e organizadas as instalações de iluminação pública, identificando o que é de propriedade da concessionária. Os ativos identificados como de propriedade da concessionária devem ser avaliados e considerados na base de remuneração a partir das informações dos controles da concessionária. A avaliadora deve explicitar a metodologia, critérios, cálculos efetuados e quantitativos das instalações de iluminação pública, consideradas no laudo de avaliação, identificando e separando por município e região.

- Medidores

Para os equipamentos de medição (medidores), a validação das listas de controle patrimonial específicas pode ser feita mediante realização de inspeções de campo por amostragem aleatória simples, observando o seguinte:

- a) Os elementos a serem considerados na análise são os equipamentos de medição (medidores);
- b) Para o cálculo do tamanho da amostra (m) a ser inspecionada para cada grupo de contas considerar: 90% de nível de confiança (Z); 10% de margem de erro amostral (e); e 50% como estimativa inicial da proporção dos equipamentos de medição (medidores), ter uma determinada característica esperada na concessionária (P_0):

$$m = \frac{M}{\frac{e^2 * (M - 1)}{Z^2 * (P_0 * (1 - P_0))} + 1}$$

onde:

M : Quantidade total de itens (elementos) do grupo equipamentos de medição.

- c) Definido o tamanho da amostra, deve ser feita uma seleção aleatória dos ativos da amostra a serem inspecionados;
- d) Entende-se como proporção dos equipamentos de medição (medidores), ter uma determinada característica esperada, a razão calculada da seguinte forma:

$$\hat{p}_{AC} = \frac{E_j}{m}$$

onde:

E_j : número de elementos com a característica esperada;

M : tamanho da amostra;

\hat{p}_{AC} : proporção dos medidores vinculados à conta Máquinas e Equipamentos com uma determinada característica esperada na concessionária.

- e) Os elementos com a característica esperada são os ativos físicos efetivamente existentes, que correspondam, tanto em termos quantitativos, quanto qualitativos (referentes às características e especificações técnicas dos itens inspecionados), aos ativos constantes no controle patrimonial ou controle da área comercial, da concessionária;
- f) Com base na proporção estimada a empresa avaliadora credenciada pode obter a estimativa da proporção na concessionária (\hat{p}_{AC});
- g) Caso a estimativa obtida da proporção na concessionária (\hat{p}_{AC}), subtraído 10%, seja menor que 80%, a empresa avaliadora credenciada deve realizar o censo de todos os equipamentos de medição (medidores), da concessionária de distribuição de energia elétrica. Caso o resultado obtido seja maior ou igual a 80% as listas de controle patrimonial respectivas podem

ser validadas e utilizadas para realização dos trabalhos de avaliação e conciliação físico-contábil.

3.5.2 – PROCEDIMENTOS PARA AVALIAÇÃO DE MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS

A avaliação desses bens deverá ser efetuada tomando-se por base o valor novo de reposição depreciado, respeitando-se os critérios de depreciação e percentual de depreciação utilizados na contabilidade. Os trabalhos de campo devem se iniciar com a verificação física dos bens para sua identificação e obtenção de suas características técnicas, incluindo também informações sobre o fabricante, modelo, tipo, número de série, ano de fabricação, capacidade, reformas, agregações, etc.

Além dessa verificação, devem ser analisados também, os registros da engenharia, bem como devem ser coletadas informações sobre as datas de entrada em operação e a depreciação acumulada, extraídas dos registros contábeis, que determinam a vida transcorrida (idade) dos bens.

Para a alocação das torres metálicas ou de concreto e as bases de concreto dos equipamentos na conta contábil referente às Máquinas e Equipamentos, devem ser observados os critérios definidos no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, Resolução nº 044/1999, e na Portaria DNAEE nº 815/1994 (atualizada pela Resolução nº 015/1997), e nos procedimentos adotados pelo Departamento de Contabilidade da concessionária.

As máquinas e equipamentos de propriedade da concessionária, localizados em imóveis de propriedade de terceiros, desde que estejam vinculados ao serviço público de distribuição de energia elétrica e registrados na contabilidade, devem ser considerados nos trabalhos de avaliação.

As informações e os valores apurados para o sistema de iluminação pública devem estar destacados/separados das informações e valores apresentados para as linhas e redes.

A concessionária deve, a partir dos resultados do levantamento de campo realizado pela avaliadora, proceder aos ajustes necessários em seus controles de engenharia (ajustes nas quantidades e nas características técnicas).

3.5.3 – DETERMINAÇÃO DOS VALORES DE REPOSIÇÃO (VALOR DE NOVO)

O valor novo de reposição para máquinas e equipamentos será dado pela somatória dos seguintes componentes: Equipamentos principais (valor de fábrica); Componentes menores; Custos adicionais; e Juros sobre obras em andamento regulatório (JOA).

- Equipamentos Principais

Para os principais equipamentos o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado é obtido a partir do Banco de Preços Referenciados da ANEEL.

Esse banco de dados de preços levará em conta os valores praticados pelas concessionárias no mercado específico do setor elétrico, os tipos e características dos equipamentos a serem avaliados, considerando o pagamento à vista e deduzidos os impostos recuperáveis.

O Banco de Preços Referenciados será formado com base em informações de compras efetivamente realizadas pelas concessionárias da região, contemplando a série histórica dos últimos dois anos anteriores à data base dos Laudos de Avaliação.

Será adotada uma “faixa de tolerância”, dentro da qual um equipamento valorado pelos preços praticados pela própria concessionária poderia ser aceito. Os valores limites dessa “faixa de tolerância” serão estabelecidos após análise estatística dos preços praticados por todas as concessionárias, quando da definição do Banco de Preços Referenciados da ANEEL.

Os impostos recuperáveis, conforme legislação em vigor (Decreto nº 3000, de 26 de março de 1999), devem ser excluídos dos valores das compras praticadas pelas concessionárias.

- Componentes Menores – COM

Os materiais acessórios dos equipamentos principais (Unidade de Cadastro – UC), identificados como Componentes Menores, terão seus custos agregados aos valores desses equipamentos. A identificação desses materiais será feita em conformidade com a Portaria DNAEE nº 815/94 e Resolução nº 15, de 24 de dezembro de 1997.

O custo regulatório do Componente Menor constará do Banco de Preços Referenciados da ANEEL, e será uma média regional, obtida com base nas informações dos custos de Componentes Menores praticados pelas concessionárias da região, conforme configurações padrão de engenharia por ela utilizadas.

Será adotada uma “faixa de tolerância”, dentro da qual um equipamento valorado pelos preços praticados pela própria concessionária poderia ser aceito. Os valores limites dessa “faixa de tolerância” serão estabelecidos após análise estatística dos preços praticados por todas as concessionárias, quando da definição do Banco de Preços Referenciados da ANEEL.

- Custo Adicional – CA

O Custo Adicional é o custo necessário para colocação do bem em operação, formado pelos custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete.

O custo regulatório Adicional constará do Banco de Preços Referenciados da ANEEL, sendo aplicado sobre o valor do equipamento acrescido dos componentes menores, e será uma média regional, obtida com base nas informações dos custos adicionais levantados na região, por meio de Ordens de Imobilização, contratos, Notas Fiscais, bem como configurações de engenharia por elas utilizadas, ou do próprio mercado regional.

- Juros sobre Obras em Andamento – JOA

Os juros sobre obras em andamento são definidos regulatoriamente e calculados considerando-se o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC – *Weighted Average Cost of Capital*) e aplicando-se a fórmula abaixo, de acordo com as seguintes considerações:

- prazos médios de construção: 3 meses para redes de distribuição, 12 meses para Subestações; 8 meses para Linhas de Sub-transmissão (linhas de distribuição operando em tensão maior ou igual a 69 kV); e 12 meses para Linhas de Sub-transmissão Subterrâneas;

- para subestações e linhas de sub-transmissão considerar fluxo financeiro de 40% de desembolso distribuídos de forma homogênea ao longo da primeira metade do prazo de construção considerado, e 60% distribuídos de forma homogênea ao longo da segunda e última metade do prazo de construção considerado;
- para redes de distribuição considerar fluxo financeiro de 26,7%, 33,3% e 40% de desembolso distribuídos respectivamente no 1º, 2º e 3º mês no prazo de construção considerado.

$$JOA = \sum_{i=1}^N \left((1 + r_a)^{N+1-i/12} - 1 \right) * d_i$$

onde:

JOA: juros sobre obras em andamento em percentual (%);

N: número de meses, de acordo com o tipo de obra;

r_a: custo médio ponderado de capital anual (WACC); e

d_i: desembolso mensal em percentual (%) distribuído de acordo com o fluxo financeiro definido acima.

O desembolso mensal será assim definido:

Para subestações:

<i>d₁</i>	<i>d₂</i>	<i>d₃</i>	<i>d₄</i>	<i>d₅</i>	<i>d₆</i>	<i>d₇</i>	<i>d₈</i>	<i>d₉</i>	<i>d₁₀</i>	<i>d₁₁</i>	<i>d₁₂</i>
6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,66%	6,66%	10%	10%	10%	10%	10%	10%

Para linhas de sub-transmissão:

<i>d₁</i>	<i>d₂</i>	<i>d₃</i>	<i>d₄</i>	<i>d₅</i>	<i>d₆</i>	<i>d₇</i>	<i>d₈</i>
10%	10%	10%	10%	15%	15%	15%	15%

Para linhas de sub-transmissão subterrânea:

<i>d₁</i>	<i>d₂</i>	<i>d₃</i>	<i>d₄</i>	<i>d₅</i>	<i>d₆</i>	<i>d₇</i>	<i>d₈</i>	<i>d₉</i>	<i>d₁₀</i>	<i>d₁₁</i>	<i>d₁₂</i>
6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,66%	6,66%	10%	10%	10%	10%	10%	10%

Para redes de distribuição:

<i>d₁</i>	<i>d₂</i>	<i>d₃</i>
26,7%	33,3%	40,0%

Desse modo, o Valor Novo de Reposição (VNR) de cada ativo será obtido da seguinte forma: sobre o valor de fábrica acrescido dos componentes menores, aplica-se o custo adicional, acrescentando-se a este somatório o custo dos juros regulatórios.

Os bens que não apresentam similaridade com aqueles relacionados no Banco de Preços Referenciados da ANEEL devem ser avaliados por meio da atualização dos valores históricos contábeis pela aplicação dos índices Indústria de Transformação – Material Elétrico – Motores e Geradores coluna 40 e Indústria de Transformação – Material Elétrico – Outros coluna 41, apurados pela Fundação Getúlio Vargas.

- Índice de Aproveitamento das Máquinas e Equipamentos de Subestações

Aplicar o índice de aproveitamento em máquinas e equipamentos de subestações sobre o Valor Novo de Reposição. O Valor Novo de Reposição, descontado o valor do índice de aproveitamento, serve de base para determinação do Valor de Mercado em Uso, que é o próprio Valor na Base de Remuneração.

O índice de aproveitamento estabelecido para o grupo de ativos que compõem uma subestação (transformador de força, disjuntor, chaves seccionadoras, barramento, transformadores de corrente e de potencial e religadores que compõem o “bay”, do transformador da subestação), resulta da aplicação de um índice que considera o fator de utilização da subestação e a expectativa para os próximos 10 (dez) anos, do crescimento percentual da carga atendida pela subestação. Esse índice está limitado a 100% e é calculado da seguinte forma:

$$FUS = \frac{DM}{PTI}$$

$$ECC = (1+TCA_1)*(1+TCA_2)*.....*(1+TCA_{10})$$

$$IAS (\%) = FUS * ECC * 100$$

onde:

IAS: Índice de Aproveitamento para Subestação (%);

FUS: Fator de Utilização da Subestação (%);

DM: Demanda Máxima em MVA verificada nos últimos 2 anos;

PTI: Potência Total Instalada em MVA (ONAF - ventilação forçada, quando houver);

TCA: estimativa percentual de crescimento anual de carga máxima atendida pela subestação; e

ECC: Expectativa de crescimento percentual da carga atendida pela subestação para o período projetado de 10 anos, comprovada pelos demonstrativos de aumento de demanda dos quatro últimos anos. Para efeitos de verificação de consistência é utilizada a evolução de carga dos últimos 4 anos, bem como as premissas de desenvolvimento econômico da área atendida pela respectiva subestação.

A demanda para a análise de carregamento é a máxima ocorrida para uma determinada configuração de rede, segregando-se eventuais manobras temporárias ocorridas entre transformadores e/ou subestações.

Entende-se por reserva imobilizada o bem ou conjunto de bens que, por razões de ordem técnica voltada à garantia e à qualidade do sistema elétrico, embora não estando em serviço, esteja à disposição e que pode entrar em operação de imediato.

Quando a demanda máxima multiplicada pela expectativa de crescimento percentual da carga atendida pela subestação, para o período projetado de 10 anos (ECC), for igual ou menor do que a potência total de (n-1) transformadores instalados, o transformador excluído para esta análise, mesmo que energizado, será considerado como reserva.

Exemplo: se a subestação possui três transformadores trifásicos, cuja potência unitária seja de 40 MVA, instalados e sua demanda máxima vezes o ECC, seja menor ou igual a 80 MVA = 40 MVA*(3-1), o terceiro transformador será considerado como reserva. Esse equipamento não será considerado no cálculo do índice de aproveitamento da subestação onde se encontra.

Os transformadores reservas poderão ser aceitos pela ANEEL com 100% de aproveitamento, para casos bem específicos (por exemplo: sistemas radiais), desde que devidamente justificados pela concessionária. Também será considerada como reserva, a unidade transformadora que esteja instalada em uma região elétrica atendida por mais de uma subestação, desde que cumpra os critérios estabelecidos neste Anexo.

A aplicação do índice de aproveitamento deve ser utilizada para os equipamentos principais da subestação como transformadores, disjuntores, etc, conforme explicitado neste Anexo. Os demais bens e instalações como cercas, casa de controle, bases, etc., devem ser excluídas da aplicação do índice de aproveitamento.

Casos atípicos deverão ser apresentados pela concessionária e serão analisados pela ANEEL. A regra geral estabelece que o planejamento da distribuidora deva representar a realidade do seu crescimento de mercado, o mais fielmente possível. Caso esta previsão não se realize, haverá ainda a oportunidade da concessionária revisar o seu planejamento de curto prazo e ajustar as suas instalações.

3.6 – VEÍCULOS

Os veículos não são considerados na composição da Base de Remuneração. Entretanto, devem ser avaliados juntamente com os outros bens, conforme o procedimento a seguir.

Devem ser avaliados apenas os veículos vinculados ao serviço público de distribuição de energia elétrica, relacionados às atividades de distribuição, administração, comercialização e geração associada.

Para os veículos, a validação das listas de controle patrimonial específicas pode ser feita mediante realização de inspeções de campo por amostragem aleatória simples, conforme definido para os medidores.

Após a verificação física dos veículos escolhidos aleatoriamente e confirmação dos controles da concessionária, esses bens devem ter seus valores de reposição obtidos através de publicações especializadas e de mercado em uso obtidos de modo idêntico ao utilizado para máquinas e equipamentos.

Considerando-se o entendimento e esclarecimentos do valor de mercado em uso, para efeito regulatório, e para as concessionárias do serviço público de distribuição do setor elétrico, em nenhuma hipótese deve-se utilizar o método comparativo de mercado para a avaliação dos veículos.

Pode-se utilizar o método expedito para a avaliação desses bens, por meio da atualização dos respectivos valores históricos contábeis pelo IPCA – Índice de Preços ao Consumidor-Amplo, calculado pelo IBGE.

3.7 – MÓVEIS E UTENSÍLIOS

Os móveis e utensílios também não são considerados na composição da Base de Remuneração. Contudo, os mesmos deverão ser avaliados juntamente com os outros bens, conforme o procedimento a seguir.

Devem ser avaliados apenas os móveis e utensílios vinculados ao serviço público de distribuição de energia elétrica, relacionados às atividades de distribuição, administração, comercialização e geração associada.

Para os móveis e utensílios, a validação das listas de controle patrimonial específicas pode ser feita mediante realização de inspeções de campo por amostragem aleatória simples, conforme definido para os medidores.

Após a verificação física dos móveis e utensílios escolhidos aleatoriamente e validação dos controles da concessionária, a empresa de avaliação deve analisar a relação contábil desses bens, evitando-se que a relação validada contenha informações que não reflitam a realidade.

No que se refere aos equipamentos de informática incluídos nesse grupo de bens, deve ser levada em consideração na análise a evolução tecnológica desses bens.

Deve ser utilizado o método expedito para a avaliação desses bens, por meio da atualização dos respectivos valores históricos contábeis pelo IPCA – Índice de Preços ao Consumidor-Amplio, calculado pelo IBGE.

3.8 – SOFTWARES

Os softwares não são considerados na composição da Base de Remuneração. Contudo, os mesmos deverão ser avaliados juntamente com os outros bens, conforme o procedimento a seguir.

A empresa avaliadora deve efetuar levantamento dos softwares efetivamente utilizados pela concessionária identificando as características técnicas de cada um (fabricante, nome do software, versão, módulos adquiridos/instalados, empresa responsável pela implantação, função/utilização principal, entre outras). Deve ser identificada a conta contábil onde cada software se encontra registrado e se o software relacionado é utilizado também por outras concessionárias pertencentes ao mesmo grupo.

No caso de softwares desenvolvidos pela própria concessionária, deve ser verificada se foi aberta Ordem de Serviço para o desenvolvimento do software. Caso positivo, o software pode ser avaliado.

O valor de reposição desses bens é determinado por meio da atualização dos respectivos valores históricos contábeis pelo IPCA – Índice de Preços ao Consumidor-Amplio, calculado pelo IBGE.

Os valores de mercado em uso de softwares devem ser determinados aplicando-se uma taxa de amortização anual de 20% sobre o valor de reposição obtido.

3.9 – ALOMOXARIFADO DE OPERAÇÃO

O almoxarifado de operação, vinculado à operação e manutenção de máquinas, instalações e equipamentos necessários à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, é considerado para compor a base de remuneração conforme critérios definidos a seguir:

- a) Integram a base de remuneração dos saldos médios dos últimos 12 (doze) meses das seguintes subcontas previstas no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica:

112.71.1 – Matéria Prima e Insumos para produção de Energia Elétrica;

112.71.2 – Material (exceto os saldos das subcontas: 112.71.2.4 – Destinado à alienação;
112.71.2.3 – Emprestado; e 112.71.2.6 – Resíduos e sucatas);

112.71.3 – Compras em curso; e

112.71.4 – Adiantamentos a fornecedores.

- b) Os saldos médios dos últimos 12 (doze) meses das contas abaixo relacionadas devem ser deduzidos do saldo total a ser considerado para o almoxarifado de operação:

112.71.8 – (-) Provisão p/ Perdas em Estoque; e

112.71.9 – (-) Provisão p/ Redução ao Valor de Mercado.

3.10 – ATIVO DIFERIDO

Os Ativos Diferidos, vinculados à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, são considerados para compor a base de remuneração conforme critérios a seguir estabelecidos:

- a) O Ativo Diferido faz parte, juntamente com os Investimentos e o Ativo Imobilizado, do Ativo Permanente, e não deve ser confundido com as Despesas Pagas Antecipadamente, que são classificadas à parte no Ativo Circulante ou no Realizável a Longo Prazo.
- b) O Ativo Diferido pode se referir tanto ao investimento realizado pela concessionária com benfeitorias em propriedades de terceiros, quanto ao investimento realizado para organização/implantação e ampliação da concessionária, enquanto em curso.
- c) Os Ativos Diferidos caracterizam-se por serem ativos intangíveis, que são amortizados por apropriação às despesas operacionais, no período de tempo em que estiverem contribuindo para a formação do resultado da empresa.
- d) Devem compor a Base de Remuneração as seguintes subcontas:

133.01.1.1.01 – Despesas Pré-Operacionais: Nesta subconta, conforme preceitua o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica deverão estar apropriadas, para efeito de reintegração e que deverão compor a Base de Remuneração, somente as despesas pré-operacionais de organização ou implantação, e de ampliação da concessionária, sujeitas à reintegração pelo sistema de quotas periódicas.

133.01.1.1.02 – Benfeitorias em Propriedade de Terceiros: Nesta subconta, conforme preceitua o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, deverão estar apropriadas, para efeito de reintegração e que deverão compor a Base de Remuneração, somente as despesas realizadas com benfeitorias em propriedades de terceiros, sujeitas à amortização por meio de quotas mensais.

- e) O valor de reposição desses bens é determinado por meio da atualização dos respectivos valores históricos contábeis pelo IPCA – Índice de Preços ao Consumidor-Amplo, calculado pelo IBGE.
- f) Os valores de mercado em uso do ativo diferido devem ser determinados aplicando-se a taxa de amortização anual sobre o valor histórico atualizado e preservada a taxa/vida útil do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.

3.11 – OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

São recursos relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão, conforme previsto no art. 1º do Decreto nº 28.545, de 24 de agosto de 1950, art. 142 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, e art. 18 da Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962. As Obrigações Especiais não são passivos onerosos e não são créditos do acionista. São atualizadas com os mesmos critérios e índices utilizados para corrigir os bens registrados no Ativo Imobilizado dos agentes.

Neste sentido, a depreciação dos novos ativos adquiridos com recursos oriundos das Obrigações Especiais não será computada na parcela B da receita requerida da Concessionária. Quanto ao aspecto contábil, deverá ser alterado o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, para permitir que as novas Obrigações Especiais sejam amortizadas às mesmas taxas de depreciação, usando-se uma taxa média, a partir da revisão tarifária.

Em atendimento às disposições contidas nesta Resolução, as Obrigações Especiais devem compor a Base de Remuneração, para fins de revisão tarifária periódica das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, como redutoras do ativo imobilizado em serviço, e avaliadas conforme os procedimentos a seguir:

- a) identificar a participação das Obrigações Especiais na correspondente Ordem de Imobilização – ODI da respectiva conta do ativo imobilizado em serviço;
- b) identificar a participação ou a proporcionalidade da Obrigação Especial no respectivo valor da ODI na respectiva conta do ativo imobilizado em serviço; e
- c) aplicar a mesma variação verificada entre o valor novo de reposição (valor de avaliação) e o valor contábil, não depreciado, na respectiva conta do ativo imobilizado em serviço, sobre o saldo da obrigação especial (custo corrigido, sem deduzir a depreciação), por Ordem de Imobilização – ODI.

Caso a concessionária esgote, sem êxito, todos os meios de que dispõe para identificação da participação de obrigações especiais nas respectivas ODI da conta Máquinas e Equipamentos, pode aplicar, alternativamente, a variação verificada entre o valor novo de reposição total e o valor contábil original, não depreciado, da conta Máquinas e Equipamentos, sobre o saldo das obrigações especiais (saldo corrigido, sem deduzir a depreciação), para determinação do valor atualizado das Obrigações Especiais a ser considerado como parcela redutora na Base de Remuneração.

3.12 – CONCILIAÇÃO FÍSICO-CONTÁBIL

A conciliação físico-contábil deve ser procedida em conjunto pela empresa avaliadora e a concessionária, por conjunto de unidades consumidoras, a partir da identificação das Ordens de Imobilizações – ODI contidas em cada conjunto, para as quais, obrigatoriamente, a concessionária terá um dossiê, conforme estabelece o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.

Esta conciliação tem por objetivo a determinação do percentual acumulado de depreciação, por bem, que deve ser aplicado sobre o valor novo de reposição para obtenção do valor de mercado em uso de cada bem.

Os registros contábeis utilizados para a conciliação físico-contábil devem, necessariamente, estar na mesma data-base dos trabalhos de avaliação.

As sobras físicas apuradas no processo de conciliação físico-contábil devem ser avaliadas e identificadas no relatório de avaliação.

As sobras físicas devem ser depreciadas tomando-se por base a idade da formação do bem. Não dispondo de documentação que comprove a data da entrada do bem em serviço, esgotados todos os meios de que dispõe, a concessionária deve considerar a data de entrada em serviço da instalação ou do bem idêntico mais antigo.

As sobras contábeis não devem ser avaliadas.

A ANEEL, quando valida a Base de Remuneração para inclusão na revisão tarifária, não está validando as sobras físicas para inclusão nos registros contábeis, devendo, a concessionária proceder aos ajustes das sobras e faltas na contabilidade, conforme estabelece o Manual de Contabilidade de Energia Elétrica, os quais permanecem à disposição da fiscalização por parte da ANEEL.

4 – APRESENTAÇÃO DO (LAUDO) RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO

I. Introdução

Apresentar descrição sumária do trabalho realizado.

II. Caracterização da Concessão

Deve ser apresentada uma visão geral da concessão avaliada:

- a) apresentar informações sobre a área da concessão avaliada (quantidade de municípios atendidos; quantidade de conjuntos de unidades consumidoras; área total da concessão em quilômetros quadrados);
- b) informar o total de unidades consumidoras atendidas na área de concessão avaliada;
- c) informar se existe geração própria associada ao contrato de concessão de distribuição. Caso positivo, informar quantas usinas existem, de que tipos e quais as potências instaladas de cada uma. Informar, ainda, o percentual de contribuição da geração própria para o suprimento total da concessionária; e
- d) informar como a concessionária avaliada está organizada do ponto de vista da sua estrutura operacional (quantas regionais a concessionária possui e como estão distribuídas; onde está localizada a sede administrativa da concessionária; quantos postos e lojas de atendimento a concessionária possui e como estão distribuídos na área de concessão; quantos almoxarifados de operação a concessionária possui e como estão distribuídos; relacionar as principais unidades de apoio operacional que a concessionária possui e como estão distribuídas – oficinas, centros de manutenção, laboratórios, centros operacionais, pátios de veículos, centros de treinamento, entre outros).

III. Caracterização do Trabalho Executado

a) Caracterização da geração associada

a1) Informações mínimas a serem apresentadas para geração:

- nome da usina;
- localização da usina: endereço completo, município, estado, curso d'água, subbacia (código), bacia (código);
- tipo de usina: usina hidroelétrica / usina termoelétrica / outras; e
- potência total instalada (MW ou kW), energia firme (MW), demanda máxima.

a2) Termelétricas

- indicar o tipo e potência nominal de cada equipamento existente – grupos diesel, turbinas a gás, turbinas a vapor;
- indicar a potência nominal e características principais de cada máquina – fabricante, combustível utilizado, modelo do equipamento, ano de fabricação, consumo específico, principais acessórios existentes, rotação nominal (rpm); geradores – potência nominal unitária (MVA) e características gerais dos equipamentos (fabricante, ano de fabricação, tensão nominal – kV, fator de potência, rendimento máximo, rotação nominal – rpm);
- relacionar os sistemas auxiliares existentes, com suas respectivas características principais (sistema de proteção e combate a incêndio, sistema de combustível – recebimento, armazenagem e alimentação; sistema de tratamento de combustível; sistema de lubrificação; sistema de geração de vapor; sistema de refrigeração; sistema de tratamento de efluentes; sistema de ar comprimido; sistema de água de lavagem; entre outros); e
- relacionar os demais equipamentos e instalações existentes (oficinas, pontes rolantes, laboratórios, almoxarifados, entre outros).

a3) Hidroelétricas

- turbinas – indicar tipo, quantidade, fabricante, ano de fabricação, data de entrada em operação, potência nominal unitária (MW), vazão nominal unitária (m^3/s), rotação síncrona (rpm), rendimento máximo (%);
- gerador – indicar tipo, quantidade, fabricante, ano de fabricação, data de entrada em operação, potência nominal unitária (MVA), tensão nominal (kV), rotação nominal (rpm), fator de potência, rendimento máximo (%);

- dados hidrometeorológicos: vazão MLT (m^3/s), vazão firme 95% (m^3/s), vazão mínima média mensal (m^3/s);
- Reservatório:
 - NA's de montante – NA máximo excepcional (m), NA máximo normal (m), NA mínimo normal (m);
 - NA's de jusante – NA máximo excepcional (m), NA máximo normal (m), NA mínimo normal (m);
 - Áreas inundadas – no NA máximo excepcional (m), no NA máximo normal (m), no NA mínimo normal (m);
 - Volumes – no NA máximo normal (hm^3), no NA mínimo normal (hm^3), útil (hm^3), abaixo da soleira livre do vertedouro (hm^3);
- Barragem principal: tipologia construída, comprimento total da crista (m), altura máxima (m), cota de crista (m);
- Vertedouro: tipo, capacidade (m^3/s), cota de soleira (m), comprimento total (m);
- Comportas de vertedouro: tipo, acionamento, largura (m), altura (m);
- Tomada d'água: tipo, altura (m), comprimento total (m);
- Comportas da tomada d'água: tipo, acionamento, largura (m), altura (m);
- Canal / túnel de adução / desarenador: comprimento (m), seção, base (m), arco (m), tipo de desarenador;
- Conduto forçados: diâmetro interno (m), número de unidades, comprimento (m);
- Chaminé de equilíbrio: diâmetro (m), altura (m);
- Casa de força: tipo, área total – largura (m), comprimento (m) e pé direito (m), quantidade de unidades geradoras existentes; ano de entrada em operação;
- Relacionar os sistemas auxiliares existentes, com suas respectivas características principais (sistema de proteção e combate a incêndio; sistema de lubrificação; sistema de refrigeração; sistema de tratamento de efluentes; sistema de ar comprimido; sistema de água de lavagem; entre outros); e
- Relacionar os demais equipamentos e instalações existentes (oficinas, pontes rolantes, laboratórios, almoxarifados, entre outros).

- b) Linhas de distribuição operando em tensão maior ou igual a 69 kV e Redes de distribuição:
- informar os totais de quilômetros de linhas e redes de distribuição, por classe de tensão, com os respectivos valores apurados (valor novo de reposição e valor de mercado em uso);
- b.1) Linhas de distribuição operando em tensão maior ou igual a 69 kV: informar, por classe de tensão, os totais de quilômetros de linhas, com as quantidades de estruturas e tipos / bitolas de cabos associados;
- b.2) Redes de distribuição: informar os totais de quilômetros de redes de distribuição (por classe de tensão – baixa tensão e média tensão), com as quantidades de postes, transformadores e tipos / bitolas de cabos associados;
- informar os totais de equipamentos / componentes considerados para as redes de iluminação pública considerados na Base de Remuneração (deve ser apresentada uma relação específica para cada conjunto de unidade consumidora atendida e uma relação com o total geral).
- c) Subestações
- apresentar relação das subestações da concessionária indicando, para cada uma: relação de transformação (tensões de entrada e saída – kV) e potência total instalada (MVA);
 - fator de utilização (%), demanda máxima (MVA), estimativa percentual de crescimento anual de carga máxima atendida pela subestação, expectativa de crescimento percentual de carga atendida pela subestação para o período projetado de 10 anos, característica técnica (se é compacta, SF 6 abrigada etc.), número de alimentadores, características operacionais gerais (se é assistida ou telecomandada; data de entrada em operação etc.) e valores apurados para o grupo máquinas e equipamentos (valor novo de reposição com e sem índice de aproveitamento e valor de mercado em uso). Devem ser relacionados, em separado, para cada subestação, os valores considerados para os equipamentos reserva (reserva técnica).
- d) Terrenos e Edificações
- apresentar relação com todos os imóveis de propriedade da concessionária, indicando os que foram considerados na Base de Remuneração e os que foram excluídos (a relação deve ser dividida em duas partes – imóveis considerados na Base de Remuneração e imóveis excluídos da Base de Remuneração). A relação deve indicar a designação e endereço de cada imóvel de forma a possibilitar sua clara identificação.
 - devem ser informados, para cada imóvel considerado na Base de Remuneração, os Valores Novos de Reposição com e sem índice de aproveitamento e Valor de Mercado em Uso, subdivididos em terrenos, edificações e benfeitorias. A relação deve apresentar, as referências dos laudos de avaliação para os imóveis relacionados, o percentual de índice de aproveitamento aplicado, bem como a destinação de uso do imóvel.

- apresentar, para cada imóvel excluído da Base de Remuneração, os Valores Novos de Reposição e Valor de Mercado em Uso, subdivididos em terrenos, edificações e benfeitorias. A relação deve apresentar as referências dos laudos de avaliação para os imóveis relacionados, bem como a destinação de uso do imóvel, valores registrados na contabilidade; conta contábil onde o imóvel se encontra registrado; número de registro patrimonial; e a razão da exclusão (imóvel alugado, imóvel cedido a terceiros, entre outras razões).
- apresentar relação das benfeitorias avaliadas e incluídas na base de remuneração e que se encontrem erigidas em terrenos de propriedade de terceiros. Devem ser informados, para cada benfeitoria considerada na base de remuneração, os Valores Novos de Reposição com e sem índice de aproveitamento e Valor de Mercado em Uso, o percentual de índice de aproveitamento aplicado, bem como a destinação de uso do imóvel. A relação deve apresentar, ainda, as referências dos laudos de avaliação para as benfeitorias listadas.

e) Veículos

- informar se a concessionária trabalha com frota própria de veículos ou terceirizou o serviço, bem como o total de veículos da frota própria da concessionária de distribuição de energia elétrica, discriminando por tipo de veículo, bem como, o total de veículos da frota própria da concessionária efetivamente utilizados nos serviços de distribuição de energia elétrica, discriminado por tipo de veículo, com os respectivos valores apurados (Valor Novo de Reposição e Valor de Mercado em Uso).

f) Software

- apresentar relação dos softwares considerados na Base de Remuneração, indicando as características técnicas (fabricante, nome do software, versão, módulos adquiridos/instalados, empresa responsável pela implantação, entre outras), função/utilização principal e valores apurados. Deve ser indicada a conta contábil onde cada software se encontra registrado e se o software relacionado é utilizado por outras concessionárias pertencentes ao mesmo grupo.

g) Servidões Permanentes

- apresentar relação com os totais de faixas de servidão consideradas (áreas e extensões totais) e respectivos valores apurados para compor a Base de Remuneração (saldo contábil e valor apurado para a Base de Remuneração).

h) Apresentar os seguintes quadros resumos do trabalho, conforme modelos no final deste anexo:

- Quadros 1 A, B e C – Base Blindada atualizada;
- Quadro 1 D – Base Blindada atualizada – Resumo de valores por conta;
- Quadro 1 E – Base Blindada atualizada – Resumo de valores por atividade;
- Quadro 2 A, B – Base Blindada 1º ciclo e Incremental 2º ciclo;
- Quadro 3 – Resumo de sobras;
- Quadro 4 – Comparativo contábil X avaliado – Resumo sobras.

IV. Metodologia Aplicada

Apresentar informações sobre os procedimentos, critérios e metodologias aplicadas na realização do trabalho de avaliação objeto desta Resolução.

a) Levantamentos de campo:

- Apresentar informações sobre a logística utilizada para realização dos levantamentos de campo – imóveis, subestações e linhas/redes;
- Apresentar informações sobre os procedimentos utilizados para realização dos levantamentos de campo – imóveis, subestações e linhas/redes;
- Apresentar informações sobre as equipes utilizadas nos levantamentos de campo (quantidades e perfis dos profissionais que participaram dos trabalhos de levantamento de campo, incluindo os profissionais que participaram das atividades de coordenação/gerenciamento) – imóveis, subestações e linhas/redes;
- Apresentar informações sobre o tempo gasto para realizar os levantamentos de campo (datas de início e de conclusão) – imóveis, subestações e linhas/redes;
- Linhas e redes – indicar os conjuntos vistoriados e apresentar considerações sobre as “não conformidades” verificadas por ocasião da realização dos levantamentos de campo (observar disposições desta Resolução), apresentando um panorama geral sobre as divergências verificadas em campo, bem como sobre a qualidade e confiabilidade dos controles de “engenharia” da concessionária, entre outras informações julgadas relevantes;
- Subestações – apresentar considerações sobre a qualidade e confiabilidade dos controles de “engenharia” da concessionária, apresentando um panorama geral sobre as divergências verificadas em campo, entre outras informações julgadas relevantes para retratar a situação encontrada; e
- Imóveis – apresentar considerações sobre a qualidade e confiabilidade dos controles de “engenharia” da concessionária (existência de plantas atualizadas, documentos de propriedade etc.), apresentando um panorama geral sobre as divergências verificadas em campo, entre outras informações julgadas relevantes para retratar a situação encontrada.

b) Critérios utilizados para inclusão de ativos na Base de Remuneração (critérios de elegibilidade).

c) Critérios utilizados para aplicação dos índices de aproveitamento.

d) Procedimentos e critérios utilizados para validação dos controles da concessionária para as contas/grupos de ativos: veículos, móveis e utensílios, medidores, servidões, equipamentos de informática e softwares.

e) Procedimentos e critérios utilizados para valoração dos grupos de ativos referentes a Intangíveis, Edificações, obras civis e benfeitorias, Reservatórios, barragens e adutoras, Máquinas e equipamentos, Veículos e Móveis e utensílios, Medidores, Softwares e Equipamentos de informática. Para os terrenos, apresentar, juntamente com a descrição dos procedimentos e critérios

utilizados, relação com os fatores de homogeneização aplicados com esclarecimentos sobre cada um e indicação das faixas de abrangência utilizadas – valores mínimos e valores máximos – para cada fator.

f) Critérios utilizados para consideração das servidões (faixas de servidão – conta intangíveis). Explicitar os procedimentos e critérios utilizados para considerar: as servidões cujos direitos de uso foram adquiridos de forma onerosa; as servidões cujos direitos de uso foram adquiridos de forma não onerosa; e as servidões cujos terrenos correspondentes foram adquiridos pela concessionária com escritura registrada em cartório de registro de imóveis.

g) Critérios utilizados para considerar os equipamentos reserva (reserva técnica).

h) Procedimentos e critérios utilizados para considerar os ativos referentes às instalações de iluminação pública, relacionando os municípios/regiões onde tais instalações sejam de propriedade da concessionária.

i) Critérios utilizados para associação dos ativos aos conjuntos de unidades consumidoras.

j) Informações sobre os demais procedimentos, critérios e referências, considerados.

V. Identificação dos Ativos Não Elegíveis

Apresentar relação, com justificativa, dos ativos definidos como não elegíveis (ativos excluídos da Base de Remuneração), com indicação das seguintes informações: destinação de uso do ativo; razões que levaram à exclusão; e contas contábeis onde os ativos encontram-se apropriados. Devem ser apresentadas notas explicativas para os ativos excluídos e que se encontrem em situação particular na época da realização dos trabalhos de avaliação, tais como: instalações construídas e não colocadas em serviço, instalações em reforma e desativadas temporariamente, instalações a serem alienadas, entre outras.

VI. Conciliação Físico-Contábil

Informar os procedimentos e critérios utilizados para realização do processo de conciliação físico-contábil.

Apresentar informação resumida das sobras e faltas apuradas, após a realização do processo de conciliação entre o arquivo de controle patrimonial e a base física da concessionária, a serem ajustadas no sistema de controle patrimonial da concessionária conforme quadros 3 e 4 deste anexo.

VII. Obrigações Especiais

Indicar os critérios e procedimentos utilizados para apuração do valor da conta Obrigações Especiais, considerado na Base de Remuneração.

VIII. Almojarifado de Operação

Indicar os critérios e procedimentos utilizados para apuração do valor da conta Almojarifado de Operação, considerado na Base de Remuneração.

IX. Ativo Diferido

Indicar os critérios e procedimentos utilizados para apuração do valor da conta Ativos Diferidos, considerado na Base de Remuneração.

X. Imóveis que se encontram em processo de Regularização

Apresentar relação dos imóveis incluídos na Base de Remuneração que não possuem documentação de titularidade de propriedade definitiva em nome da concessionária e que se encontram em processo de regularização, fornecendo informações sobre a situação atual de cada um no que se refere à posição em termos de documentação e atividades atualmente exercidas pela concessionária no local. A relação em questão deve trazer, no mínimo, as seguintes informações: designação do imóvel, endereço completo, referência do laudo de avaliação, valor de mercado em uso e valor final apurado para inclusão na Base de Remuneração.

XI. Considerações

Indicar as eventuais inconsistências e/ou particularidades que mereçam ser destacadas, verificadas no decorrer da realização dos trabalhos, apresentando as justificativas técnicas cabíveis.

XII. Considerações Finais

Apresentar as considerações finais a respeito do trabalho desenvolvido.

5 – ARQUIVOS A SEREM ENCAMINHADOS EM MEIO MAGNÉTICO

Relacionar e descrever, de forma resumida, o conteúdo, forma de organização e demais detalhes técnicos necessários à completa identificação e caracterização das informações apresentadas e que possibilitem a adequada utilização dos arquivos encaminhados por meio magnético.

Os arquivos encaminhados devem trazer todas as informações solicitadas nesta Resolução, bem como aquelas necessárias ao adequado entendimento e caracterização, com o maior nível de detalhamento possível, dos trabalhos realizados.

Os arquivos em meio magnético devem trazer, dentre outras, as seguintes informações:

- a) Relatório de Avaliação – Sumário Executivo (com todas as relações e anexos);
- b) Laudos de avaliação dos imóveis;
- c) Orçamentos detalhados das edificações (com memórias de cálculos e fórmulas utilizadas), com referências dos Laudos de Avaliação respectivos;
- d) Relação para cada subestação, indicando individualmente os equipamentos/materiais (incluindo-se estruturas metálicas ou de concreto), considerados para compor a Base de Remuneração com os respectivos valores apurados (valor novo de reposição com e sem índice de aproveitamento e valor de mercado em uso), datas de entrada em operação, vidas transcorridas, números de patrimônio e contas contábeis onde se encontram registrados. Nestas relações devem constar as memórias de cálculos e fórmulas utilizadas, devendo também estar informado o tipo da subestação (SF6, convencional ou especial) e se a mesma é rural ou urbana. Também devem ser elaborados um resumo com os valores apurados por subestação e um resumo com os valores apurados, totalizando todas as subestações;
- e) Relação resumida para cada subestação contendo os valores contábeis históricos e os valores apurados na avaliação (Valor Novo de Reposição com e sem índice de aproveitamento e Valor de Mercado em Uso), para os terrenos, edificações e benfeitorias e máquinas e equipamentos;

- f) Relação resumida referente à geração associada com cada usina, contendo os valores contábeis históricos e os valores apurados na avaliação (Valor Novo de Reposição com e sem índice de aproveitamento e Valor de Mercado em Uso), para os terrenos, edificações e benfeitorias e máquinas e equipamentos;
- g) Relação para cada linha de distribuição operando com tensão maior ou igual a 69 kV, indicando individualmente os equipamentos/materiais considerados para compor a Base de Remuneração com os respectivos valores apurados (Valor Novo de Reposição com e sem índice de aproveitamento e Valor de Mercado em Uso), datas de entrada em operação, vidas transcorridas, números de patrimônio e contas contábeis onde se encontram registrados. Nestas relações devem constar as memórias de cálculos e fórmulas utilizadas, devendo também estar informado se a linha é aérea ou subterrânea e se é urbana ou rural. Devem ser elaborados um resumo com os valores apurados por linha de distribuição operando em tensão maior ou igual a 69 kV e um resumo com os valores apurados, totalizando todas as linhas;
- h) Relação para cada conjunto de redes de distribuição, indicando individualmente os equipamentos/materiais considerados para compor a Base de Remuneração com os respectivos valores apurados (Valor Novo de Reposição, Valor de Mercado em Uso e valor apurado para a Base de Remuneração), datas de entrada em operação, vidas úteis, vidas transcorridas, vidas remanescentes, números de patrimônio e contas contábeis onde se encontram registrados. Nestas relações devem constar as memórias de cálculos e fórmulas utilizadas, devendo também estar informado se a rede é aérea ou subterrânea e se é urbana ou rural. Devem ser elaborados um resumo com os valores apurados por conjunto de redes de distribuição e um resumo com os valores apurados totalizando todos os conjuntos de redes de distribuição;
- i) Equipamentos de reserva considerados para compor a base de remuneração (uma relação com os equipamentos reserva computados na Base de Remuneração, indicando, para cada um, a subestação e/ou instalação onde está localizado);
- j) Relação dos medidores, por tipo, considerados para compor a Base de Remuneração, com os respectivos valores apurados;
- k) Relação individualizada das demais máquinas, equipamentos e materiais considerados para compor a Base de Remuneração com os respectivos valores apurados (Valor Novo de Reposição e Valor de Mercado em Uso), datas de entrada em operação, vidas transcorridas, números de patrimônio e contas contábeis onde se encontram registrados. Nesta relação devem constar as memórias de cálculos e fórmulas utilizadas;
- l) Relação para cada geração associada, indicando individualmente os equipamentos/materiais considerados para compor a Base de Remuneração, com os respectivos valores apurados (Valor Novo de Reposição e Valor de Mercado em Uso), datas de entrada em operação, vidas transcorridas, números de patrimônio e contas contábeis onde se encontram registrados. Nestas relações devem constar as memórias de cálculos e fórmulas utilizadas, devendo também estar informado o tipo da geração (termoelétrica, hidrelétrica ou PCH's). Deve ser elaborado um resumo com os valores apurados por geração associada e um resumo com os valores apurados, totalizando todas as gerações associadas;
- m) Relações detalhadas referentes ao processo de conciliação físico-contábil, indicando os bens conciliados, as sobras contábeis e as faltas (sobras físicas); e
- n) Deve ser apresentada uma versão em meio magnético nas linguagens Access e Excel, contemplando para cada bem, no mínimo as seguintes informações, na ordem seqüencial abaixo:

Informações Contábeis													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Conta contábil	Número patrimônio	Digito incorporação	ODI	UC	UAR	Descrição contábil do bem	Qtd	Unidade	Data imobilização (dd/mm/aa)	Valor original contábil (R\$)	Depreciação acumulada (R\$)	% depreciação acumulada	Valor residual contábil (R\$)

Informações do Resultado da Avaliação													
15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Descrição técnica (físico)	Tipo de estrutura	Descrição técnica do banco de preços	Status SE1	Status SE2	Status SE3	Status GE1	Status GE2	Status GE3	Status processo regularização	Status Instalação 1	Status Instalação 2	Status Instalação 3	Status Classe Tensão

Informações do Resultado da Avaliação									
29	30	31	32	33	34	35	36	37	
Reserva	ODI Engenharia	VNR (R\$)	% do Ind. Aprov.	Valor do IA (R\$)	VNR menos IA (R\$)	Depreciação Acumulada (R\$)	% depreciação acumulada	VMU=VBR (R\$)	

Formação do Valor Novo de Reposição													
Valor de Fábrica e Componente Menor													
38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49		
Valor de Fábrica Unitário (R\$)	Componente Menor Unitário (R\$)	Valor Fábrica mais COM (unitário) (R\$)	Referência Banco de Preços	Quantidade 1	Unidade 1	Fator conversão kg/m	Quantidade 2	Unidade 2	Valor de Fábrica Total (R\$)	Componente Menor Total (R\$)	Valor Fábrica mais COM (Total) (R\$)		

Formação do Valor Novo de Reposição					
Custo Adicional					
50	51	52	53	54	55
Custo Frete	Custo Projeto	Custo Gerenciamento	Custo Montagem	JOA	Custo Adicional Total

Informações de Atualização				Informações de Controle						
56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66
Índice IPCA Data-Base	Índice IPCA Aquisição	Fator IPCA	Identificador de linha no Quadro 1	Identificador de linha no Quadro 2	Identificador de linha no Quadro 3	Status de Elegibilidade	Status de Conciliação	Controle de Abertura Contábil	Controle Numeração Física	Identificador Conjunto Consumidor

SE1	Nome da subestação
SE2	Bay da subestação
SE3	Posição operativa
GE1	Nome da usina
GE2	Piso
GE3	Posição por piso
STATUS DA INSTALAÇÃO	
SI1	Define o tipo da instalação
UHE	Usina hidrelétrica
PCH	Pequena central hidrelétrica
UTE	Usina termoeletrica
SE	Subestação
LT	Linhas de transmissão
RD	Rede de distribuição
ED	Equipamentos diversos
ME	Medidores
SI2	Abertura por tipologia
ISOF	Intangível software
ISER	Intangível servidão
IOUT	Intangível outros
TE	Terreno
EOB	Edificações, obras civis e benfeitorias
BA	Barragem

ET	Telecomunicação
IP	Iluminação pública
MEM	Medidor monofásico
MEB	Medidor bifásico
MET	Medidor trifásico
MEE	Medidor eletrônico
SI3	Somente para o caso de imóveis (terrenos e edificações) – numerar o imóvel de acordo com planilha auxiliar de avaliação

6 – CREDENCIAMENTO DAS EMPRESAS AVALIADORAS

6.1 – REQUISITOS PARA PARTICIPAR DO CREDENCIAMENTO

As empresas/instituições interessadas em participar do processo de credenciamento para a execução de avaliação dos ativos imobilizados em serviço das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, para fins da composição da base de remuneração, conforme disposto nesta Resolução, devem encaminhar proposta para a ANEEL, atendendo às exigências estabelecidas no presente Anexo.

Não poderão participar, direta ou indiretamente, do presente credenciamento:

- a) empresas sob falência, concurso de credores, dissolução ou liquidação;
- b) empresas que, por qualquer motivo, foram declaradas inidôneas para licitar ou contratar com qualquer órgão da Administração Pública Direta ou Indireta, Federal, Municipal ou do Distrito Federal, enquanto perdurarem os motivos determinantes da punição ou até que seja promovida a reabilitação perante a própria autoridade que aplicou a penalidade;
- c) empresas que, por qualquer motivo, foram suspensas ou descredenciadas, pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para executarem os trabalhos de avaliação dos ativos imobilizados dos agentes do setor elétrico; e
- d) empresas que possuem em seu quadro profissionais que tenham participado, direta ou indiretamente, de empresas que foram suspensas ou descredenciadas.

Para estarem aptas ao credenciamento pela ANEEL, as empresas e instituições interessadas devem atender aos seguintes requisitos:

- a) Ser pessoa jurídica brasileira regularmente constituída, sendo admitida a participação de pessoas jurídicas estrangeiras que funcionem no país ou associadas à pessoa jurídica brasileira na condição de consorciadas.
- b) A proponente deve apresentar os documentos que comprovem a sua regular constituição e que estão legalmente autorizadas a exercer atividades, conforme a seguir:
 - b.1) Ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor, devidamente registrado na Junta Comercial ou no Registro Civil das Pessoas Jurídicas;

- b.2) Atos de eleição ou designação dos atuais representantes legais da pessoa jurídica;
 - b.3) Comprovante de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ);
 - b.4) Comprovante de inscrição no cadastro de contribuintes municipal ou estadual relativo ao domicílio ou sede da empresa; e
 - b.5) Decreto de autorização, devidamente arquivado, em se tratando de empresa ou sociedade estrangeira em funcionamento no País, e ato de registro ou autorização para funcionamento expedido pelo órgão competente, quando a atividade assim o exigir.
- c) No caso da constituição de consórcio, devem ser observadas as seguintes disposições:
- c.1) A empresa líder do Consórcio será pessoa jurídica brasileira;
 - c.2) A empresa líder deve apresentar o instrumento de constituição ou de compromisso de constituição do Consórcio, quando da apresentação da proposta de credenciamento; e
 - c.3) A(s) consorciada(s) devem conferir à líder amplos poderes para representá-la(s) no processo de credenciamento.
- d) A empresa líder deve definir a responsabilidade da(s) consorciada(s) quanto ao cumprimento das obrigações técnicas e/ou contratuais, devendo os consorciados serem, obrigatoriamente, responsáveis solidários pelo cumprimento de todas as obrigações decorrentes do credenciamento.
- e) A proponente deve apresentar comprovação de cadastramento junto ao Sistema de Cadastramento Unificado de Fornecedores – SICAF ou os documentos, a seguir relacionados, que comprovem a sua regularidade fiscal:
- e.1) Prova de regularidade com a Fazenda Federal, com a apresentação de Certidões da Secretaria da Receita Federal e da Dívida Ativa da União;
 - e.2) Prova de regularidade com a Fazenda Estadual, se a empresa estiver inscrita junto à Secretaria da Fazenda Estadual; caso contrário, informar por escrito a sua não vinculação àquela Fazenda;
 - e.3) Prova de regularidade com a Fazenda Municipal do domicílio ou sede da empresa; e
 - e.4) Prova de regularidade relativa à Seguridade Social, demonstrando situação regular no cumprimento dos encargos sociais instituídos por lei (FGTS e INSS).
- f) A proponente deve apresentar os documentos, a seguir relacionados, para comprovação de sua boa situação econômico-financeira:
- f.1) Balanço patrimonial e demonstrações contábeis do último exercício social, já exigíveis e apresentados na forma da lei, que comprovem a boa situação financeira da empresa, assinado por representante da empresa e pelo contador, informando o número do Livro

Diário e respectivas folhas onde se encontram registrados, exceto quando publicado em órgão da imprensa oficial; e

- f.2) Certidão negativa de falência ou concordata, expedida pelo distribuidor da sede da empresa.
- g) A proponente deve apresentar comprovante de registro, em vigor, junto ao Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia, bem como junto ao Conselho Regional de Contabilidade ou Conselho Regional de Economia ou Conselho Regional de Administração, da sua sede.
- h) A proponente deve apresentar declaração de Fato Superveniente, conforme modelo adiante.
- i) A proponente não pode ter qualquer conflito ou comunhão de interesses com a concessionária contratante, diretamente ou por meio de coligadas, pertencentes ao mesmo grupo econômico, atual ou potencial (entendido como “potencial” os processos de negociação de conhecimento público em andamento – fusão, incorporação, aquisição, cisão, dentre outros) em especial com relação a atividades de auditoria, consultoria ou assessoramento, à concessionária, a acionistas ou a qualquer outra sociedade envolvida.
- j) Exige-se, como requisito para a participação no presente credenciamento, a independência da proponente e dos consultores que integram sua equipe técnica, sob a forma de declaração, conforme modelo adiante, nos seguintes termos:
 - j.1) a proponente deve declarar que não realizará trabalhos de avaliação, objeto do presente credenciamento, para concessionária (ou empresas do mesmo grupo) para a qual tenha prestado serviço de avaliação de ativos, o qual não tenha obedecido aos critérios definidos na presente Resolução, nos 12 (doze) meses anteriores à sua contratação; e
 - j.2) a proponente deve declarar que não prestará, nos 12 (doze) meses posteriores a conclusão do serviço objeto da presente Resolução, outros serviços de auditoria, assessoramento e/ou consultoria à concessionária contratante do trabalho de avaliação ou a empresas do mesmo grupo, exceção feita a trabalhos de avaliação que obedecem rigorosamente aos critérios e metodologia definidos na presente Resolução.
- k) A empresa avaliadora proponente deve comprovar experiência com sucesso na execução de trabalhos de avaliação de ativos operacionais, inclusive máquinas e equipamentos, conforme exigências a seguir:
 - k.1) Comprovar que efetivamente desenvolveu e concluiu, de forma satisfatória, nos últimos 5 (cinco) anos, trabalhos em, no mínimo, 6 (seis) empresas de grande porte, isto é, empresas com faturamento anual acima de R\$ 400 milhões, no último balanço publicado; e
 - k.2) Comprovar que efetivamente desenvolveu e concluiu, de forma satisfatória, nos últimos 5 (cinco) anos, trabalhos similares em, no mínimo, 2 (duas) empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil, das áreas de distribuição ou transmissão.

- l) A comprovação de experiência da proponente, no Brasil e/ou no exterior, nos serviços que são objeto desse credenciamento, nos termos do disposto nos subitens k.1 e k.2, deve ser comprovada mediante apresentação de documentação que atenda às seguintes determinações:
- l.1) Atestado(s) de capacidade técnico-operacional expedido(s) por empresa(s) pública(s) ou privada(s), emitido(s) em papel timbrado, assinado(s) por representante devidamente autorizado da empresa contratante dos serviços, com firma reconhecida (quando não se tratar de órgão público), que comprove a experiência apresentada e que o serviço foi prestado de forma satisfatória. O atestado de capacidade técnico-operacional deve trazer indicação clara e legível do cargo e nome do representante da empresa que o assina;
 - l.2) Referência, para eventual consulta, incluindo nome, número de telefone e endereço eletrônico do representante legal do contratante.
- m) Os atestados de capacidade técnica-operacional devem apresentar, no mínimo, as seguintes informações:
- Razão social do emitente;
 - Razão social da empresa prestadora do serviço;
 - Especificação dos serviços prestados (descrição detalhada que possibilite clara identificação do tipo, porte e características do serviço executado);
 - Pronunciamento quanto à adequação dos serviços prestados;
 - Local e data da realização dos serviços e da emissão do atestado; e
 - Assinatura e identificação do emitente (nome completo legível, cargo e função).
- n) A empresa avaliadora proponente deve comprovar, quando da solicitação de credenciamento, possuir, em seu quadro permanente, há pelo menos 3 (três) meses, profissionais de nível superior com comprovada experiência na execução de trabalhos de avaliação de ativos operacionais, inclusive máquinas e equipamentos, conforme exigências a seguir:
- n.1) A empresa avaliadora deve comprovar possuir, na data do credenciamento, pelo menos 3 (três) empregados ou sócios, portadores de diploma universitário, com comprovada experiência na execução de trabalhos similares em empresas do setor de energia elétrica no Brasil, sendo pelo menos 1 (um) profissional da área de engenharia; e
 - n.2) A empresa avaliadora deve comprovar possuir, na data do credenciamento, pelo menos 10 (dez) empregados ou sócios, portadores de diploma universitário, com comprovada experiência na execução de trabalhos em empresas de grande porte, sendo pelo menos 5 (cinco) profissionais de áreas da engenharia.
- o) A comprovação de experiência dos profissionais da proponente, no Brasil e/ou no exterior, nos serviços que são objeto desse credenciamento, nos termos do disposto nos subitens n.1 e n.2, deve ser feita mediante a apresentação de atestados de capacidade técnica, atendendo às determinações abaixo, que comprovem a efetiva participação de cada profissional na execução de pelo menos 2 (dois) trabalhos:

- o.1) Atestado(s) de capacidade técnica expedido(s) por empresa(s) pública(s) ou privada(s), emitido(s) em papel timbrado, assinado(s) por representante devidamente autorizado da empresa contratante dos serviços, com firma reconhecida (quando não se tratar de órgão público), que comprove a realização do serviço respectivo e que o mesmo foi prestado de forma satisfatória. O atestado de capacidade técnica deve trazer indicação clara e legível do cargo e nome completo do representante da empresa que o assina; e
- o.2) Referência, para eventual consulta, incluindo nome, número de telefone e endereço eletrônico do representante legal do contratante.
- p) Os atestados de capacidade técnica devem apresentar, no mínimo, as seguintes informações:
- Razão social do emitente;
 - Razão social da empresa prestadora do serviço;
 - Nome(s) completo(s) do(s) profissional(ais) que efetivamente participou(aram) do serviço;
 - Especificação dos serviços prestados (descrição detalhada que possibilite clara identificação do tipo, porte e características do serviço executado);
 - Pronunciamento quanto à adequação dos serviços prestados;
 - Local e data da realização dos serviços e da emissão do atestado; e
 - Assinatura e identificação do emitente (nome completo legível, cargo e função).
- q) A proponente deve apresentar, para cada um dos profissionais relacionados nos subitens n.1 e n.2, os seguintes documentos:
- q.1) *Curriculum Vitae*, devidamente assinado pelo profissional, contendo a formação acadêmica, endereço completo, telefone e “e-mail” para contato, áreas de especialização e descrição objetiva da experiência profissional;
- q.2) Cópia do registro na entidade profissional competente, juntamente com cópia da última anuidade paga ou declaração de regularidade expedida pela instituição a, no máximo, 90 (noventa) dias; e
- q.3) Documentos que comprovem a vinculação do profissional com a proponente, em particular: cópia da carteira de trabalho ou ficha de registro de empregado, e/ou contrato de prestação de serviço, juntamente com cópias das guias de recolhimento do FGTS, devidamente quitadas, referentes aos três últimos meses; ou contrato social, no caso de sócio.
- r) Os documentos exigidos nos itens q.1 a q.3 acima devem ser apresentados no original ou em cópias autenticadas.
- s) São admitidas substituições dos profissionais apresentados para comprovar a experiência da proponente no presente processo de credenciamento, desde que o(s) novo(s) profissional(ais) apresentado(s) satisfaça(m) aos requisitos exigidos no presente anexo.
- t) No caso de substituição de profissional apresentado para comprovar experiência no processo de credenciamento, a ANEEL deve ser formalmente comunicada, no prazo máximo de 15

(quinze) dias, e a empresa avaliadora deve indicar substituto que satisfaça aos requisitos da presente norma, no prazo máximo de 30 (trinta) dias, a partir da saída do profissional.

- u) Não é permitido, para efeito de credenciamento, que diferentes empresas/instituições apresentem um mesmo técnico para comprovação de experiência profissional.
- v) À medida que as proponentes forem CREDENCIADAS, será emitido um Termo de Credenciamento que terá vigência de 24 (vinte e quatro) meses, o qual poderá ser renovado.
- x) A empresa avaliadora credenciada nesta ANEEL terá seu cadastro renovado, por 24 (vinte e quatro) meses, a partir da data da publicação desta Resolução, desde que mencionado cadastro esteja atualizado.

A ANEEL manterá o cadastro das empresas credenciadas, o qual poderá ser consultado por qualquer pessoa e estará permanentemente aberto à inscrição de novos interessados.

A ANEEL terá um prazo de até 30 (trinta) dias para decidir sobre os pedidos de credenciamento que lhe forem formulados, entregando aos novos interessados, quando for o caso, o Certificado de Credenciamento.

Para renovação do credenciamento, a empresa avaliadora deve submeter à ANEEL o pedido de renovação do credenciamento, 60 (sessenta) dias antes do término do prazo estabelecido em Despacho.

A ANEEL terá o prazo de 45 (quarenta e cinco) dias para se manifestar a respeito do pedido de renovação a que se refere o parágrafo anterior.

A ANEEL, antes de manifestar-se sobre o pedido de renovação do credenciamento, deve promover uma análise criteriosa sobre a qualidade dos trabalhos realizados pela empresa avaliadora, na qual deve ser observado se a metodologia e os critérios estabelecidos nesta Resolução foram atendidos.

6.2 – CRITÉRIOS PARA SUSPENSÃO E CANCELAMENTO DO CREDENCIAMENTO

A CREDENCIADA terá o seu credenciamento na Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL suspenso ou cancelado, sem prejuízo de outras sanções legais cabíveis, quando:

- a) agir com má fé, imprudência ou imperícia;
- b) não cumprir os critérios estabelecidos na presente Resolução;
- c) não observar padrões adequados de eficiência e qualidade nos serviços prestados; e
- d) submeter a terceiros a execução dos serviços objeto dos contratos decorrentes desse credenciamento.

6.3 – DISPOSIÇÕES FINAIS

A ANEEL disponibilizará em seu *site* na internet, no endereço eletrônico www.aneel.gov.br, relação das empresas avaliadoras credenciadas, apresentando informações resumidas sobre cada uma e dados como endereço completo, telefones, fax, *e-mail*, entre outros, que possibilitem o contato com a empresa.

O processo de credenciamento estará aberto para as empresas avaliadoras interessadas no dia seguinte à publicação da presente Resolução no Diário Oficial da União.

As empresas avaliadoras interessadas devem encaminhar a documentação exigida, mediante correspondência dirigida à ANEEL, mencionando no envelope “Credenciamento para a execução de avaliação dos ativos imobilizados em serviço das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, para fins da composição da base de remuneração”.

A empresa avaliadora credenciada não pode participar, simultaneamente, em mais de 3 trabalhos. A empresa que descumprir o disposto está sujeita ao descredenciamento por esta Agência.

APÊNDICES

APÊNDICE I – DECLARAÇÃO DE INDEPENDÊNCIA

LOCAL E DATA

A _____(nome da proponente), inscrita no CNPJ/MF sob o nº _____, declara, para fins de participação no processo de Credenciamento referente aos serviços de execução de avaliação dos ativos das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, para fins da composição da base de remuneração, que não realizará trabalhos de avaliação, objeto do presente credenciamento, para concessionária (ou empresas do mesmo grupo) para a qual tenha prestado serviço de avaliação de ativos, que não obedeça aos critérios definidos na Resolução nº _____, nos últimos 12 (doze) meses anteriores à contratação, e, da mesma forma, que não prestará, nos próximos 12 (doze) meses, posteriores à conclusão dos serviços, outros serviços de auditoria, avaliação, assessoramento e/ou consultoria à concessionária contratante do trabalho de avaliação ou a empresas do mesmo grupo, exceção feita a trabalhos de avaliação que obedeçam rigorosamente aos critérios e metodologia definidos na Resolução nº _____.

Brasília, de de 2006.

APÊNDICE II – DECLARAÇÃO DE FATO SUPERVENIENTE

A _____ (nome da proponente), CNPJ/MF nº _____, declara, sob as penas da Lei, que não existem fatos comprometedores de sua habilitação no Credenciamento nº _____ referente aos serviços de execução de avaliação dos ativos das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, para fins da composição da base de remuneração, e se compromete a informar à ANEEL, no prazo máximo de 72 horas, a ocorrência de fatos supervenientes que venham a comprometer suas condições de habilitação e qualificação.

E por ser a expressão fiel da verdade, firma a presente.

Brasília, de de 2006.

RAZÃO SOCIAL DA EMPRESA
NOME COMPLETO E CARGO DE SEU REPRESENTANTE LEGAL

APÊNDICE III – RESUMO DA BASE DE REMUNERAÇÃO

Folha com o Resumo da Base de Remuneração, conforme modelo a seguir:

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

REVISÃO TARIFÁRIA PERÍODICA

RESUMO DA BASE DE REMUNERAÇÃO

CONCESSIONÁRIA:

CONTRATO DE CONCESSÃO Nº _____

EMPRESA CONTRATADA PARA O TRABALHO DE ELABORAÇÃO DO LAUDO DE AVALIAÇÃO:

BASE DE REMUNERAÇÃO – RESOLUÇÃO ANEEL Nº xxxx, DE xx/xx/2006

		<i>Em Reais</i>
Nº	<i>DISCRIMINAÇÃO DOS ITENS</i>	<i>VALOR</i>
01	Ativo Imobilizado em Serviço	
02	Almoxarifado de Operação	
03	Ativo Diferido	
04	Obrigações Especiais (-)	
	TOTAL DA BASE DE REMUNERAÇÃO	

Local e data

Assinaturas dos Responsáveis pela Concessionária

A Concessionária deve encaminhar à Superintendência de Fiscalização Econômica – SFF/ANEEL, por meio de Ofício ou Carta, o laudo de avaliação com seus respectivos anexos e arquivos em meio magnético, devidamente assinado pelo representante legal da concessionária, acompanhado da Declaração de Independência e da Declaração de Fato Superveniente, citadas no tópico Credenciamento.

Concessionária:		
Data-base 1º ciclo:		
Data-base 2º ciclo:		
Quadro 1B - Base Blindada atualizada		
Conta	Demais contas integrantes da Base de Remuneração	R\$
Almoxarifado em Operação	Almoxarifado em operação do 1º ciclo	0,00
	(+) Parcela da correção pelo IGP-M	0,00
	(+) Ajuste movimentações no 2º ciclo	0,00
	Almoxarifado em operação do 1º ciclo atualizado	0,00
Ativo Diferido	Ativo Diferido do 1º ciclo	0,00
	(+) Parcela da correção pelo IGP-M	0,00
	(+) Ajuste movimentações no 2º ciclo	0,00
	Ativo Diferido do 1º ciclo atualizado	0,00
Capital de Giro	Capital de Giro do 1º ciclo	0,00
	(+) Parcela da correção pelo IGP-M	0,00
	(+) Ajuste do 2º ciclo	0,00
	Capital de Giro do 1º ciclo atualizado	0,00
Obrigações Especiais	OE no 1º ciclo	0,00
	(-) Parcela referente as baixas do 2º ciclo	0,00
	OE da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	0,00
	(+) Parcela da correção pelo IGP-M	0,00
	OE do 1º ciclo atualizada	0,00

Concessionária:					
Data-base 1º ciclo:					
Data-base 2º ciclo:					
Quadro 1C - Base Blindada Atualizada			Data Base:		
Conta	VNR	Depreciação Acumulada	VMU	IA	VBR
Intangíveis					
Terrenos					
Reserv. Barragens e Adutoras					
Edificações, O. Cíveis e Benfeitorias					
Máquinas e Equipamentos					
Veículos					
Móveis e Utensílios					
Total do AIS					
Almoxarifado de Operação					
Ativo Diferido					
Capital de Giro					
(-)Obrigações Especiais					
Base Blindada - TOTAL					

Concessionária:

Quadro 1E - Resumo de Valores por Atividade Sintético

Data base: xx/xx/xxxx

GRUPO DE ATIVOS	DADOS DO RELATORIO DE AVALIAÇÃO									
	Valor Novo de Reposição (VNR) (R\$)				Valor excluído pelo índice de aproveitamento (R\$)	VNR menos valor do índice de aproveitamento (R\$)	Depreciação Acumulada (R\$)	Valor de Mercado em Uso (VMU) = Valor na Base de Remuneração (VBR) (R\$)	% total do ativo imobilizado em serviço	
	Valor de Fábrica a	Componente menor b	Custos Adicionais c	VNR d=a+b+c						e
1 - TOTAL GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
1.1 - TOTAL USINAS TERMOELÉTRICAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
1.1.1 - TERRENOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
1.1.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
1.1.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
1.1.4 - SUBESTAÇÕES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
1.2 - TOTAL USINAS HIDRELÉTRICAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
1.2.1 - TERRENOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
1.2.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
1.2.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
1.2.4 - SUBESTAÇÕES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
1.2.5 - RESERVATORIOS, BARRAGENS E ADUTORAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
2 - TOTAL DISTRIBUIÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
2.1 - TOTAL SUBESTAÇÕES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
2.1.1 - TERRENOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
2.1.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
2.1.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
2.2 - TOTAL LINHAS E REDES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
2.2.1 - MATERIAS E EQUIPAMENTOS - REDE DISTRIBUIÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
2.2.2 - MATERIAS E EQUIPAMENTOS - LINHA SUBTRANSMISSÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
2.2.3 - CABOS - REDE DE DISTRIBUIÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
2.2.4 - CABOS - LINHA SUBTRANSMISSÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
3 - OUTROS IMÓVEIS (não associados a geração ou distribuição)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
3.1 - OUTROS TERRENOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
3.2 - OUTRAS EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
4 - MEDIDORES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
5 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
6 - VEÍCULOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
7 - MÓVEIS E UTENSÍLIOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
8 - INTANGÍVEIS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
9 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ADMINISTRAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
TOTAL ATIVO IMOBILIZADO ELEGÍVEL EM SERVIÇO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%

Concessionária:					
Data-base 1º ciclo:					
Data-base 2º ciclo:					
Quadro 2B - Resumo Consolidado Base Blindada 1º Ciclo + Incremental 2º Ciclo					
Conta		VNR (R\$)	Depreciação (R\$)	VMU (R\$)	VBR (R\$)
Intangíveis	Atualização do 1º ciclo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Incremental do 2º ciclo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total da avaliação Intangíveis	0,00	0,00	0,00	0,00
Terrenos	Atualização do 1º ciclo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Incremental do 2º ciclo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total da avaliação Terrenos	0,00	0,00	0,00	0,00
Reservatórios, Barragens e Adutoras	Atualização do 1º ciclo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Incremental do 2º ciclo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total da avaliação Reser., Barr. E Adut.	0,00	0,00	0,00	0,00
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	Atualização do 1º ciclo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Incremental do 2º ciclo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total da avaliação Edif., Obras Civas e Benf.	0,00	0,00	0,00	0,00
Máquinas e Equipamentos	Atualização do 1º ciclo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Incremental do 2º ciclo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total da avaliação Máquians e Equipamentos	0,00	0,00	0,00	0,00
Veículos	Atualização do 1º ciclo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Incremental do 2º ciclo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total da avaliação Veiculos	0,00	0,00	0,00	0,00
Móveis e Utensílios	Atualização do 1º ciclo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Incremental do 2º ciclo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total da avaliação Móveis e Utensílios	0,00	0,00	0,00	0,00
Total do Ativo Imobilizado em Serviço		0,00	0,00	0,00	0,00
Almoxarifado de Operação					0,00
Ativo Diferido					0,00
Obrigações Especiais	Atualização do 1º ciclo				0,00
	Incremental do 2º ciclo				0,00
	Total da conta Obrigações Especiais				0,00
Total da Base de Remuneração		0,00	0,00	0,00	0,00

Concessionária:

Quadro 3 - Quadro Resumo de Sobras

Data base: xx/xx/xxxx

GRUPO DE ATIVOS	DADOS CONTÁBEIS			DADOS FÍSICOS			SOBRAS FÍSICAS						SOBRAS CONTÁBEIS					
	Total de itens contábeis (lançamentos contábeis)	Custo corrigido contábil (R\$)	Valor residual contábil (R\$)	Total de itens inventariados fisicamente	VNR menos IA (R\$)	VBR (R\$)	Quantidade de itens	VNR menos IA (R\$)	VBR (R\$)	% do total de itens inventariados	% do VNR-IA total avaliado	% do VBR total avaliado	Quantidade de itens	Custo corrigido contábil (R\$)	Valor residual contábil (R\$)	% do total de itens contábeis	% do custo corrigido (R\$)	% do valor residual (R\$)
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)	(j) = (g)/(d)	(k)=(h)/(e)	(l)=(i)/(f)	(m)	(n)	(o)	(p)=(m)/(a)	(q)=(n)/(b)	(r)=(o)/(c)
1 - TOTAL GERAÇÃO	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
1.1 - TOTAL USINAS TERMOELÉTRICAS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
1.1.1 - TERRENOS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
1.1.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
1.1.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
1.1.4 - SUBESTAÇÕES	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
1.2 - TOTAL USINAS HIDRELÉTRICAS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
1.2.1 - TERRENOS	0	0,00	0,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
1.2.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
1.2.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
1.2.4 - SUBESTAÇÕES	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
1.2.5 - RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
2 - TOTAL DISTRIBUIÇÃO	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
2.1 - TOTAL SUBESTAÇÕES	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
2.1.1 - TERRENOS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
2.1.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
2.1.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	0	0,00	0,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
2.2 - TOTAL LINHAS E REDES	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
2.2.1 - MATERIAS E EQUIPAMENTOS - REDE DISTRIBUIÇÃO	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
2.2.2 - MATERIAS E EQUIPAMENTOS - LINHA SUBTRANSMISSÃO	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
2.2.3 - CABOS - REDE DE DISTRIBUIÇÃO	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
2.2.4 - CABOS - LINHA SUBTRANSMISSÃO	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
3 - OUTROS IMÓVEIS (não associados a geração ou distribuição)	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
3.1 - OUTROS TERRENOS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
3.2 - OUTRAS EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
4 - MEDIDORES	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
5 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
6 - VEÍCULOS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
7 - MÓVEIS E UTENSÍLIOS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
8 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS ADMINISTRATIVOS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
9 - INTANGÍVEIS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
9.1 - SERVIÇOS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
9.2 - SOFTWARES	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
9.3 - OUTROS	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%
TOTAL GERAL	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%

Concessionária:

Quadro 4 - Comparativo contábil x avaliado - Resumo de Sobras

Data base: xx/xx/xxxx

	dados contábeis				dados físicos					
	Custo corrigido	%	Valor residual	%	VNR	%	VNR menos IA	%	VBR	%
BENS ELEGÍVEIS CONCILIADOS	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
BENS NÃO ELEGÍVEIS CONCILIADOS	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
SOBRA CONTÁBIL ELEGÍVEL	0,00	0,00%	0,00	0,00%						
SOBRA CONTÁBIL NÃO ELEGÍVEL	0,00	0,00%	0,00	0,00%						
SOBRA FÍSICA ELEGÍVEL					0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
SOBRA FÍSICA NÃO ELEGÍVEL					0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
TOTAL	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%

ANEXO V

Define o valor a ser considerado como redutor tarifário a título de Outras Receitas, no segundo ciclo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, conforme estabelecido no inciso V do art. 6º desta Resolução.

METODOLOGIA DE APURAÇÃO DE OUTRAS RECEITAS

A apuração de outras receitas concentra-se na definição da receita regulatória de compartilhamento de infra-estrutura e sua reversão parcial em prol da modicidade tarifária.

A receita de compartilhamento de infra-estrutura deve ser identificada, para cada concessionária de distribuição, a partir dos contratos de compartilhamento firmados, os quais deverão ser apresentados quando do processo de revisão tarifária periódica.

Identificada a receita de compartilhamento e visando a implementação do incentivo de manter para a concessionária a remuneração sobre o capital próprio associado aos ativos compartilhados, deve ser considerado 90% (noventa por cento) do valor apurado como redutor tarifário a título de Outras Receitas, ou seja:

$$\text{Outras Receitas} = 0,90 \times R_{comp}$$

onde:

R_{comp} = Receita de compartilhamento estimada para o Ano-Teste.

Não serão consideradas na apuração de outras receitas aquelas decorrentes de:

- Atividades Extraconcessão;
- Serviços Cobráveis ou Taxados;
- Serviços de Consultoria; e
- Aluguéis de Imóveis.

Identificadas outras atividades não citadas nesta metodologia, estas serão avaliadas e suas receitas deverão estar sujeitas às seguintes regras:

- Receitas decorrentes de atividades que não têm custos cobertos pelas tarifas do serviço básico não devem ser revertidas para modicidade tarifária como outras receitas, mas por meio de ajustes naturais na empresa de referência no ciclo seguinte;
- Receitas de atividades cujos custos compõem as tarifas do serviço básico devem ser revertidas, em parte, para a modicidade tarifária, visando a recuperação desses custos. Nesse caso, também deve ser revertido, em prol da modicidade tarifária, 90% (noventa por cento) da receita da atividade estimada no Ano-Teste.

ANEXO VI

Define a metodologia a ser utilizada, no segundo ciclo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, para cálculo dos componentes Xe e Xa do Fator X, conforme estabelecido no inciso VI do art. 6º desta Resolução.

METODOLOGIA DE CÁLCULO DO FATOR X

I – COMPONENTE Xe

O cálculo do componente Xe é realizado pelo método de Fluxo de Caixa Descontado - FCD, do tipo *forward looking*, que tem por objetivo valorar as receitas e despesas futuras da concessionária, dado um determinado crescimento de mercado. De acordo com esse método, o componente Xe é aquele que iguala a taxa interna de retorno do fluxo de caixa regulatório da concessionária no período tarifário ao custo de capital (WACC).

As equações que explicam como o fluxo de caixa dos ativos afeta a rentabilidade da concessionária de distribuição no período tarifário são:

$$FC_1 = RO_1 - O\&M_1 - Inv_1 \quad (1)$$

$$A_1 = A_0 + Inv_1 - d_1 \quad (2)$$

onde:

FC_1 : Fluxo de caixa da concessionária no período tarifário;

RO_1 : Receitas operacionais da concessionária no período tarifário, igual ao valor da Parcela B da receita;

$O\&M_1$: Custos de operação e manutenção da concessionária no período tarifário, considerando os custos para provisão dos devedores duvidosos;

A_1 : Valor dos ativos da concessionária ao final do período tarifário;

A_0 : Valor dos ativos da concessionária na data da revisão tarifária;

d_1 : Valor da depreciação acumulada no período tarifário; e

Inv_1 : Investimentos previstos para o período tarifário.

A equação a seguir apresenta a evolução financeira da concessionária pela abordagem de fluxo de caixa descontado, na qual se iguala o valor inicial dos ativos (A_0) ao valor presente líquido (VPL) dos fluxos de caixa, adicionado do valor presente líquido dos ativos ao final do período tarifário (A_1).

$$A_0 = VPL (FC_1) + VPL (A_1) \quad (3)$$

A capacidade real de geração de fluxo de caixa da concessionária durante o período tarifário é dada pela relação entre as equações (1) e (2) com a equação (3):

$$A_0 = VPL (RO_1 - O \& M_1 - Inv_1) + VPL (A_0 + Inv_1 - d_1) \quad (4)$$

que também pode ser expressa como:

$$A_0 = \frac{(RO_1 - O\&M_1 - Inv_1)}{(1+r)} + \frac{(A_0 + Inv_1 - dl)}{(1+r)} \quad (5)$$

O componente X_e a ser determinado é aquele para o qual a taxa de desconto “ r ”, que equilibra a equação anterior, considerando a soma das anuidades para um período de “ N ” anos, assim como o regime fiscal vigente no Brasil para o imposto de renda, é igual ao custo de capital da concessionária (WACC), estabelecido na revisão tarifária periódica. A equação de cálculo do componente X_e é dada por:

$$A_0 = \sum_{i=1}^N \left[\frac{(RO_i (1 - X_e)^{(i-1)} - O\&M_i - d_i) * (1 - g) + d_i - Inv_i}{(1 + r_{WACC})^i} \right] + \frac{A_N}{(1 + r_{WACC})^N} \quad (6)$$

onde:

g : alíquota resultante do imposto de renda e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL); e
 A_N : valor dos ativos ao final do período tarifário.

Para se utilizar a metodologia de FCD, através da equação (6), é necessário estimar, para o período tarifário, as seguintes variáveis: receita; custos operacionais; investimentos; e base de remuneração.

Receita

A receita tarifária é determinada a partir do mercado de energia elétrica projetado, segregado por classe de consumo, para o período tarifário e pela tarifa calculada pela divisão entre a Parcela B da classe de consumo, definida na revisão tarifária periódica, e o respectivo mercado de energia do Ano-Teste. Nos anos seguintes a esse período, tal tarifa será modificada com a inclusão do componente X_e com o propósito de refletir os ganhos estimados de escala.

Para a definição do mercado de energia, são utilizadas as projeções informadas pelas concessionárias, após análises realizadas pela Superintendência de Regulação Econômica - SRE/ANEEL, a fim de verificar se guardam consistência com os valores históricos e com os valores enviados por cada concessionária ao Ministério de Minas e Energia – MME em atendimento ao art. 17 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que estabelece que os agentes de distribuição deverão informar, até 1º de agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subsequentes. Além disso, tais projeções deverão guardar coerência com os valores históricos e com a demanda informada tal como o formato preliminar do PRODIST.

Custos Operacionais

Os custos de operação, manutenção, administração e gestão comercial são projetados para o período tarifário com base nos custos da Empresa de Referência, referenciados à data do reposicionamento tarifário. Para cada um desses grupos de custo, estima-se o custo futuro relativo às parcelas de mão-de-obra, material e serviços.

Os custos são projetados de acordo com a estimativa da quantidade de consumidores, do mercado (MWh) e do número de empregados, o qual considera a previsão da quantidade de consumidores e o índice de produtividade da Empresa de Referência.

Para estimar a quantidade futura de consumidores de cada concessionária, é utilizado um modelo de tendência histórica, baseado em informação histórica da quantidade de clientes, discriminados por nível de tensão, para o período mais longo disponível.

Depreciação

É a depreciação dos ativos físicos correspondentes às instalações de distribuição que formam a base de remuneração da concessionária. A taxa de depreciação é aquela estabelecida na revisão tarifária periódica.

Impostos

Para Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro líquido, é considerada a alíquota de 34% (25% e 9%, respectivamente).

Investimentos

As projeções de investimentos incluem os investimentos em expansão do sistema, para atender o crescimento do mercado devido à incorporação de novos consumidores e ao aumento de carga dos consumidores existentes, além daqueles referentes à renovação dos ativos de distribuição que chegaram ao final de sua vida útil.

Os investimentos necessários são exclusivamente aqueles em instalações de distribuição, já que os investimentos relacionados à gestão comercial, administração, e outros, como veículos, software etc, são reconhecidos nos custos da “Empresa de Referência”.

Investimentos em expansão

As concessionárias informarão os planos de investimentos em distribuição e subtransmissão, que serão analisados pela ANEEL de acordo com o histórico de investimentos e com o auxílio de ferramentas específicas.

Os investimentos em redes elétricas de média e baixa tensão, adotados no cálculo do componente Xe, são definidos regulatoriamente com base nas informações apresentadas pela distribuidora no Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD, que poderão ser avaliados com o auxílio de ferramentas de planejamento agregado de investimentos nas redes de distribuição em média e baixa tensão e com base no histórico de investimentos dos anos anteriores. O crescimento de mercado dos consumidores com livre opção de compra de energia também é incluído nessa avaliação. Caso o PRODIST não seja regulamentado até a data de revisão tarifária a ser realizada, o PDD poderá ser solicitado diretamente à concessionária por ofício, preferencialmente no formato de tal Procedimento.

Os investimentos em redes elétricas de alta tensão, informados pelas concessionárias, são analisados com o auxílio da projeção de demanda por barramento da rede, associada à apresentação de um estudo de fluxo de carga para essas redes bem como o plano de ampliação justificado, e por meio do histórico de investimentos.

Os investimentos em redes elétricas, adotados no fluxo de caixa do componente Xe, tanto para baixa e média tensões quanto para alta tensão, representam o montante de investimento global a ser

considerado regulatoriamente e são resultantes da análise, por parte das Superintendências de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD/ANEEL e de Regulação Econômica – SRE/ANEEL, no que se refere à viabilidade econômica do investimento global para a concessionária, ao impacto tarifário e ao efetivo benefício técnico frente ao investimento a ser realizado.

Investimentos em renovação do sistema de distribuição

Para a estimativa dos investimentos em renovação, parte-se da premissa de que todos os anos são renovados os ativos que chegaram ao fim de sua vida útil, sendo necessário efetuar a renovação da rede realizada em uma quantidade de anos igual à vida útil das instalações. Nesse sentido, os investimentos em renovação para cada tipo de ativo será dado por:

$$\text{Investimentos em Renovação} = \sum_{k=1}^{\infty} \text{AIS}_{-kn} \times T$$

onde:

n: Vida útil do ativo considerado expresso em anos;

*AIS*_(-kn): Ativo Imobilizado em Serviço - AIS correspondente ao ano (-kn), isto é, a base de capital do ativo considerado no ano (-kn), sendo *n* a vida útil. Por exemplo, se o ativo tiver uma vida útil de 30 anos, AIS (-kn) reflete a incorporação dos ativos verificada no ano -kn; e

T: taxa percentual de crescimento médio anual do AIS.

Para o cálculo do AIS_{-n}, aplica-se a seguinte expressão:

$$\text{AIS}_{-kn} = \frac{\text{AIS ATUAL}}{(1+T)^{kn}}$$

Na fórmula anterior, considerou-se que houve um crescimento percentual anual de *T* nos últimos *n* anos, sendo *n*, como mencionado, a vida útil das instalações. Em consequência, os investimentos em renovação resultarão das fórmulas anteriores da seguinte forma:

$$\text{Investimento em Renovação} = \frac{\text{AIS ATUAL} \times T}{(1+T)^n - 1}$$

O quociente $T / ((1+T)^n - 1)$ é denominado *fator de renovação*. Dessa forma, para cada ativo, em função de sua vida útil, tem-se associado um fator de renovação e, portanto, investimentos associados à substituição de ativos. Em relação à taxa percentual *T*, é necessário dispor dos valores da série histórica de crescimento dos ativos elétricos nos últimos 30 anos (vida útil estimada dos ativos). Adota-se a percentagem que representa a média das taxas máximas de crescimento dos ativos de distribuição e de ramais de consumidores. Dado que os valores adotados são taxas de crescimento máximas dos ativos, permite-se calcular um *fator de renovação* que, aplicado ao AIS respectivo, resulta nos investimentos mínimos esperados em renovação. Com relação às vidas úteis, são utilizados os valores aplicados pela ANEEL com fins contábeis, assim como para o cálculo da Quota de Reintegração Regulatória (QRR) na revisão tarifária.

Base de Remuneração Regulatória e Valor Residual

A base de remuneração regulatória considerada é o valor dos ativos físicos da concessionária, atualizados na data da revisão tarifária periódica, líquida de depreciação, descontados todos os ativos que estão incluídos nos custos operacionais da *Empresa de Referência*. O valor residual é estimado somando-se ao valor dos ativos, no início do período tarifário, os investimentos líquidos de depreciações do período tarifário. Para o capital de giro, adota-se como critério regulatório um valor igual aos 5% do montante da Parcela B sem impostos.

II – COMPONENTE Xa

Para fins de determinação do componente Xa, deve-se levar em conta que a Parcela B é composta por:

- i) Custos Operacionais da concessionária – CO; e
- ii) Remuneração sobre o capital e a depreciação. A soma desses dois itens é denominada RC.

Custos Operacionais

A adoção do modelo da Empresa de Referência para a determinação dos custos operacionais da concessionária permite estabelecer as parcelas correspondentes a materiais e equipamentos – CO_{ME} e a mão-de-obra – CO_{MO}, sendo que a soma das parcelas CO_{ME} e CO_{MO} representa a totalidade dos custos da Empresa de Referência.

O IGP-M é o índice adequado para refletir a variação dos custos operacionais com materiais e serviços, enquanto que o IPCA é o índice que busca refletir a evolução dos custos operacionais com mão-de-obra. Assim, o Índice de Ajuste dos Custos Operacionais – IACO, específico para cada concessionária, é dado pela seguinte fórmula:

$$IACO = \left(\frac{CO_{ME}}{CO} \right) \times IGPM + \left(\frac{CO_{MO}}{CO} \right) \times IPCA$$

onde:

IGPM: Número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”;

IPCA: Número índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”;

CO_{ME}: Parcela referente a materiais e equipamentos dos custos operacionais; e

CO_{MO}: Parcela referente à mão-de-obra dos custos operacionais.

Remuneração do Capital e Depreciação

Em relação à remuneração de capital e à depreciação, é aplicado o IGP-M sobre a totalidade dos custos.

Cálculo do componente Xa

Para o segundo ciclo tarifário, a aplicação do componente Xa é dada de acordo com a fórmula a seguir:

$$X_a = \text{IGPM} - \left\{ \left[\frac{\text{CO}}{\text{PB}} \times \text{IACO} \right] + \left[\frac{\text{RC}}{\text{PB}} \times \text{IGPM} \right] \right\}$$

onde:

IGPM: Número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”;

CO: Custos operacionais da concessionária;

RC: Soma da remuneração do capital e da quota de depreciação;

PB: Parcela B da concessionária definida no momento da revisão tarifária; e

IACO: Índice de Ajuste dos Custos Operacionais.

ANEXO VII

Define a metodologia a ser utilizada, no segundo ciclo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, para tratar a relação entre a qualidade de energia elétrica e investimentos, conforme estabelecido no inciso VII do art. 6º desta Resolução.

RELAÇÃO ENTRE QUALIDADE DE ENERGIA E INVESTIMENTOS

I – QUALIDADE DO SERVIÇO

Na qualidade do serviço, a premissa básica será a comparação do desempenho de empresas por meio do acompanhamento das metas dos Indicadores de Continuidade Coletivos, DEC e FEC, definidas com base em atributos representativos das redes de distribuição.

A Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC exprime o intervalo de tempo que, em média, cada unidade consumidora do conjunto considerado ficou privada do fornecimento de energia elétrica, no período de observação. A duração das interrupções está ligada à operação e manutenção das redes, tais como as facilidades existentes para se recuperar um sistema após cada interrupção (veículos, comunicação, qualificação do pessoal, possibilidade de recomposição/automação etc.).

A Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC exprime o número de interrupções que, em média, cada unidade consumidora do conjunto considerado sofreu no período de observação. A frequência das interrupções caracteriza a fragilidade do sistema frente ao meio ambiente (causas externas) e a degradação do sistema por envelhecimento e/ou falta de manutenção adequada.

Por meio de atributos que representem os sistemas de distribuição, e utilizando técnicas de *clusterização*, é avaliado o desempenho das redes com relação aos indicadores de continuidade DEC/FEC. Para isso são empregadas técnicas de comparação entre os conjuntos elétricos definidos para todas as distribuidoras (*benchmark*). Os atributos físicos das redes e os critérios e procedimentos para definição das metas estão definidos em regulamento específico.

II – QUALIDADE DO PRODUTO

Na qualidade do produto serão analisados os investimentos necessários para a adequação dos níveis de tensão (conformidade de tensão) aos padrões regulatórios.

A relação entre os investimentos necessários na rede de distribuição e a conformidade dos níveis de tensão será avaliada por meio da análise do planejamento da distribuidora, considerando metodologia de planejamento agregado dos investimentos e outras ferramentas adequadas. A avaliação dos investimentos nas redes de distribuição deverá considerar ainda o impacto tarifário, face ao padrão exigido de qualidade do produto. Conhecida a quantidade de investimentos necessários para alcançar o padrão desejado de nível de tensão, é possível avaliar a capacidade de absorção na tarifa e com isto é estabelecida uma trajetória regulatória. A trajetória poderá ser estabelecida por região ou conjunto elétrico da distribuidora.

ANEXO VIII

Define a metodologia a ser utilizada no segundo ciclo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica para o tratamento regulatório das perdas de energia nas tarifas dos sistemas de distribuição, considerando a origem dessas perdas (técnicas e não técnicas), os critérios para apuração dos valores e trajetórias regulatórias, conforme estabelecido no inciso VIII do art. 6º desta Resolução.

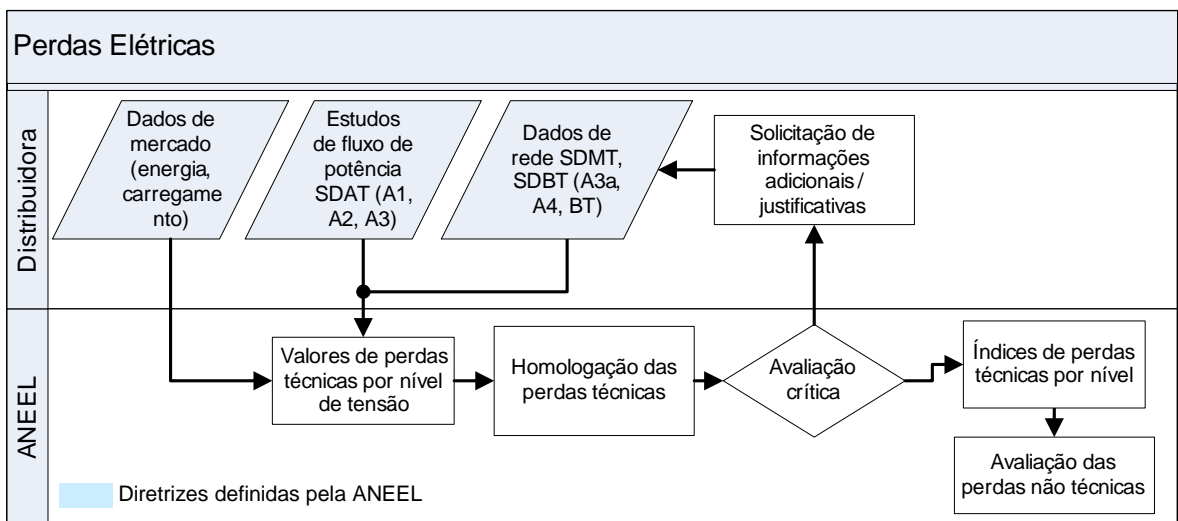
PERDAS DE ENERGIA

I – AVALIAÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA

Do ponto de vista regulatório, as perdas de energia elétrica são classificadas em:

- *Perdas técnicas*: montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica. Corresponde à soma de três parcelas: Joule, dielétrica e magnética; e
- *Perdas não técnicas*: apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc.

As etapas da apuração do montante de perdas, considerada no repasse de custos à Parcela A da receita da distribuidora, estão descritas no fluxograma a seguir:



Devem ser calculadas as perdas globais, pelo balanço energético, ou seja, a diferença entre o montante de energia requerida e fornecida. Considerando o período do balanço energético e a base de ativos correspondente, deve-se apurar a parcela correspondente às perdas técnicas e, por diferença, as perdas não técnicas.

a) Premissas de cálculo das perdas técnicas

- Apuração das perdas técnicas de responsabilidade da distribuidora, incluindo seu sistema de distribuição e as Demais Instalações de Transmissão – DIT, quando couber.
- As perdas de energia dos sistemas de distribuição em alta tensão (igual ou superior a 69kV) são avaliadas considerando os dados do balanço de energia, suportados pelos resultados dos estudos de fluxo de potência.
- Para o sistema restante, transformadores e redes de distribuição em média e baixa tensão (abaixo de 69 kV), a metodologia consiste na avaliação das perdas com base em agrupamentos das redes e transformadores, identificados pelos seus elementos descritores, permitindo o cálculo das perdas com o uso de equações e modelos matemáticos adequados para cada segmento do sistema de distribuição.
- As perdas técnicas dielétricas produzidas por efeito corona em conexões, sistemas supervisórios, relés fotoelétricos, capacitores, transformadores de corrente e de potencial, e por fugas de correntes em isoladores e pára-raios, devem ser estimadas pela distribuidora. Caso a distribuidora não apresente, ou não haja consistência no estudo apresentado, a ANEEL irá definir um valor para tais perdas, com base em valores típicos reconhecidos tecnicamente.
- O período de apuração das perdas deve ser anual, considerando a data de reajuste ou revisão tarifária da distribuidora.
- Consideração de limites regulatórios para as grandezas envolvidas, tais como, temperatura de operação das redes, desequilíbrios de cargas, fator de potência, coincidência da ponta do sistema, posicionamento assimétrico do transformador em relação às tipologias de rede de baixa tensão consideradas.
- Utilização de valores normalizados pela Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, ou outro órgão oficial competente, para avaliação das perdas totais e a vazios dos transformadores. Na ausência dos valores normalizados, devem ser utilizados os valores típicos para cada classe de equipamento.
- Utilização de valores nominais para a tensão em regime permanente regulamentados pela Resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001.

b) Apuração dos indicadores de perdas por segmento

- Devem ser apurados os valores de perdas técnicas totais e a estratificação dos valores para cada nível de tensão e relação de transformação, com base na energia que transita em cada segmento do sistema de distribuição.

II – DEFINIÇÃO DA META REGULATÓRIA

A ANEEL deve proceder à fixação do nível de “perdas regulatórias totais” a serem consideradas no cálculo da Parcela A no segundo ciclo de revisões tarifárias, segregadas nas componentes técnica e não técnica.

A definição da meta deve considerar aspectos de eficiência econômica e técnica, com vistas à modicidade tarifária.

II.1 – PERDAS TÉCNICAS

O nível de perdas técnicas deve ser obtido por comparação entre as distribuidoras, com base nos

indicadores apurados para cada segmento de rede.

II.2 – PERDAS NÃO TÉCNICAS

O maior percentual de perdas não técnicas está associado ao furto de energia, que possui diversos fatores e para o qual a distribuidora dispõe de um conjunto de ferramentas e possibilidades para gerenciar essas perdas.

Dado que o furto ocorre em graus bastante distintos entre as concessionárias de distribuição de energia, considerando suas diversas causas e origem, torna-se inadequado um tratamento único para todas as empresas. Dessa forma, o tratamento regulatório a ser dado para essas perdas deve considerar a realidade de cada concessão.

Assim, na definição do nível regulatório para as perdas não técnicas devem ser considerados os seguintes fatores, entre outros possíveis:

- Atuais níveis de perdas e inadimplência da distribuidora e histórico dos últimos anos;
- Estudo completo apresentado por cada distribuidora, contendo, no mínimo: i) diagnóstico completo da situação atual das perdas não técnicas na área de concessão; ii) as ações que serão desenvolvidas; iii) o desempenho da própria concessionária na redução das perdas nos últimos anos; iv) proposta para o nível de perdas não técnicas a ser alcançado na próxima revisão tarifária periódica;
- Definição de indicadores para comparação entre as distribuidoras;
- Melhores práticas de combate realizadas por algumas distribuidoras que estão contribuindo para a efetiva diminuição do furto de energia;
- Efetividade na recuperação dos valores decorrentes de perdas de energia;
- Investimentos realizados para o combate às perdas de energia e despesas anuais para combate às perdas, por projeto;
- Número de unidades consumidoras sem medição; e
- Ações de eficiência energética em comunidades de baixa renda.

Além desses aspectos, a definição dos critérios para o estabelecimento da meta regulatória das perdas não técnicas deve ser objeto de discussão das concessionárias de distribuição com a ANEEL.

III – CONSIDERAÇÕES GERAIS

O reconhecimento das perdas no processo de revisão tarifária considerará as perdas globais dos sistemas de distribuição, segregando as componentes de perdas técnicas e não técnicas. A cada novo ciclo tarifário, a ANEEL deverá propor novas metas, baseadas na realidade de cada distribuidora.

ANEXO IX

Define o cronograma de atividades para o segundo ciclo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, conforme o art. 8º desta Resolução.

CRONOGRAMA DE ATIVIDADES

Evento	Quantidade de dias após a publicação do despacho	Quantidade de dias acumulados após a publicação do despacho
Publicação de Despacho no Diário Oficial da União – DOU, informando sobre o início do processo, bem como cronograma a ser cumprido.	–	–
1. Expedição de ofício à concessionária solicitando informações para subsidiar a revisão tarifária periódica.	0	0
2. Apresentação, pela concessionária, das informações solicitadas pela ANEEL.	60	60
3. Período de análise por parte da ANEEL da documentação enviada pela concessionária, objetivando a apresentação da primeira proposta.	45	105
4. Reunião de trabalho para o esclarecimento de dúvidas sobre o andamento do processo, conciliação de dados físicos e legais, além da apresentação de particularidades que envolvem a área de concessão para que, se necessário, sejam solicitadas informações adicionais.	45	150
5. Apresentação na <i>Internet</i> , pela ANEEL, na forma de consulta pública, da primeira proposta de revisão tarifária periódica com a respectiva análise.	30	180
6. Promoção, pela ANEEL, de audiência pública.	30	210
7. Publicação no DOU, pela ANEEL, do resultado da revisão tarifária periódica, mediante a fixação do reposicionamento tarifário, do valor do Fator X e dos valores das tarifas de fornecimento de energia elétrica.	30	240