AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 338, DE 25 DE NOVEMBRO DE 2008

Altera a Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006, que 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.

(Caducada conforme Nota Técnica SRD/ANEEL 014 de 2016)

Nota Técnica Nº 292/2008 – SRE/ANEEL

Nota Técnica Nº 340/2008 – SRE/SRD/ANEEL

Nota Técnica Nº 342/2008 – SRE/ANEEL

Nota Técnica Nº 343/2008 – SRE/ANEEL

Nota Técnica Nº 346/2008 – SRE/ANEEL

Nota Técnica Nº 352/2008 – SRE/ANEEL

Nota Técnica Nº 547/2008 – SFF/ANEEL

Relatório

Relatório da Retificação

Voto

Voto da Retificação

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, com base no art. 4º, inciso X, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta dos Processos nº 48500.001208/2006-37, nº 48500.006953/2007-51, nº 48500.006954/2007-04, nº 48500.006955/2007-41, nº 48500.006956/2007-95, 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;

as respostas e comentários às contribuições apresentadas na Audiência Pública n.º 052/2007 contribuiram para o aperfeiçoamento dos critérios gerais e das metodologias e foram consolidadas nas Notas Técnicas n.º 291/2008 SRE/ANEEL, n.º 292/2008 SRE/ANEEL, ambas de 25 de setembro de 2008, n.º 340/2008 SRE/SRD/ANEEL, n.º 342/2008 SRE/ANEEL, n.º 343/2008 SRE/ANEEL, e n.º 547/2008-SFF/ANEEL, de 11 de novembro de 2008, resolve:

Art. 1º Alterar os arts. 4º e 6º da Resolução Normativa n.º 234, de 31 de outubro de 2006, que passam a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 4º.....

§ 3º Os mercados de fornecimento, suprimento e de uso do sistema de distribuição para o Ano-Teste serão definidos pela ANEEL a partir da análise dos valores informados pelas concessionárias e resultarão nos valores regulatórios a serem considerados.

....."

"Art. 6º.....

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: Perdas de Energia".

Art. 2º Substituem-se os Anexos da Resolução Normativa nº 234, de 2006, que passam a vigorar conforme os Anexos desta Resolução.

Art. 3º Revogam-se o § 1º do art. 6º, o art. 7º e o Anexo IX da Resolução Normativa nº 234, de 2006.

Art. 4º No prazo de até 15 dias da publicação desta Resolução, a ANEEL providenciará a republicação atualizada da Resolução Normativa nº 234, de 2006, com todas as alterações decorrentes desta Resolução, exceto quanto aos Anexos, que estão disponíveis no endereço SGAN – Quadra 603 – Módulo I – Brasília – DF, bem como no endereço eletrônico www.aneel.gov.br.

Art. 5º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Este texto não substitui o publicado no D.O de 27.11.2008, seção 1, p. 80, v. 145, n. 231, e o retificado no D.O. de 26.12.2008, D.O. de 06.02.2009 e D.O. de 21.08.2009.

(Revogada pela REN ANEEL 897, de 17.11.2020)

ANEXO I

Define a metodologia a ser utilizada, no segundo ciclo de revisão tarifária, para determinação dos custos operacionais regulatórios das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

I.1 – METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES

1. A ferramenta utilizada para determinação dos custos operacionais eficientes será o Modelo da Empresa de Referência disponibilizado em conjunto com a presente Resolução. O Modelo é baseado na elaboração dos processos e atividades que devem ser realizados por uma distribuidora de energia elétrica para garantir que o serviço seja prestado de forma adequada, atendendo os requisitos legais e regulamentares.

2. A abordagem adotada para o cálculo dos custos operacionais eficientes na revisão tarifária periódica constituir-se-á em um modelo que busca estabelecer parâmetros de eficiência de modo a determinar os custos associados à execução dos processos e atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, direção e administração, em condições que assegurem à concessionária a obtenção dos os níveis de qualidade do serviço exigidos e que os ativos necessários manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil.

3. A premissa adotada será a de se estabelecer uma referência de mercado para os custos operacionais que seja aderente às condições reais da área geográfica da concessão, ou seja, ao ambiente no qual a concessionária desenvolve sua atividade. Trata-se de desenhar uma referência típica com a qual a concessionária deverá competir, de modo a incentivá-la a manter seus custos dentro dos valores reconhecidos para lograr a rentabilidade esperada, ou até superá-la.

4. O conceito de Empresa de Referência está associado a três premissas básicas: i) nível médio de eficiência na 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.

5. A metodologia de Empresa de Referência observa as seguintes macro-etapas:

i. 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;
ii. Estabelecimento do padrão de eficiência 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
iii. 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

6. O detalhento completo da metodologia, critérios, dados e os cálculos realizados para definição do Modelo estão disponibilizados na Nota Técnica n.º 343/2008-SRE/ANEEL.

I.2.1 – DATA DE REFERÊNCIA DOS DADOS DO MODELO

7. Todos os valores constantes do Modelo disponibilizado estão referenciados a agosto de 2007 e deverão ser corrigidos para a data do processo tarifário de cada concessionária. A tabela a seguir resume a forma de correção dos valores, da data de

referência do Modelo até a data de referência das informações relativas aos ativos e unidades consumidoras:

Tabela I.1: Índices de Correção dos Valores

ITEM	ÍNDICE
Salários	IPCA
Limpeza e Manutenção Predial	IPCA
Insumos e Outros Gastos	IGP-M
Materiais de Tarefas de O&M	IGP-M
Custos EPI`s e EPC`s	IGP-M
Veículos	IGP-M
Aluguéis	IGP-M
Eletricidade e Água	IGP-M

8. Entre a data de referência dos ativos e unidades consumidoras até a data da revisão tarifária da concessionária, os custos de pessoal serão reajustados pelo IPCA e os custos de materiais e serviços pelo IGP-M.

I.2.2 – DADOS A SEREM ENCAMINHADOS PELA DISTRIBUIDORAS

9. Para execução do Modelo de Empresa de Referência, as concessionárias deverão enviar à ANEEL os dados de ativos físicos e unidades consumidoras de acordo com o especificado no Modelo disponibilizado. Para segregação entre unidades consumidoras/ativos situados em meio urbano e rural, as concessionárias poderão fazer uso das metodologias de poligonais baseadas no sistema GIS, critérios legais que definam o limite urbano e densidade de unidades consumidoras por quadrícula.

10. A concessionária poderá ainda propor metodologia alternativa em sua revisão tarifária específica. Para validação da metodologia proposta, mostra-se imprescindível que a proposta seja feita a tempo de ser submetida à Audiência Pública e que preencha o requisito de distinguir ativos/unidades consumidoras urbanas e rurais sob o ponto de vista de operação e manutenção. Caso a metodologia proposta seja julgada improcedente e não havendo tempo hábil para que a concessionária utilize as metodologias citadas, o critério a ser utilizado será o de número de unidades consumidoras faturadas como rural.

11. Além de levar em consideração a segregação urbano/rural, os dados de ativos deverão ser segregados em pontos de iluminação, equipamentos de medição, redes, equipamentos de redes e subestações. Para redes, equipamentos de redes e subestações, os ativos deverão ser informados de acordo com o nível de tensão. Para redes, deve ser levado em consideração também o padrão construtivo, dividido em rede nua, multiplexada, compacta ou subterrânea, considerando, ainda, se os ativos são monofásicos, bifásicos ou trifásicos. As subestações deverão ser segregadas em abertas ou abrigadas.

12. A fim de se acompanhar a evolução do impacto tarifário relativo ao Programa Luz Para Todos, as concessionárias deverão encaminhar um segundo conjunto de dados contendo apenas os ativos e unidades consumidoras relativas ao Programa.

I.2.3 – PESQUISA SALARIAL

13. A ANEEL contratou pesquisa salarial que será utilizada para o cálculo de custos de pessoal no segundo ciclo de revisões tarifárias. Na pesquisa foram consideradas as diferenças salariais entre diferentes regiões do País e entre empresas de pequeno/médio e grande porte, com suficiente nível de representatividade de empresas do setor elétrico e demais setores com cargos similares e concorrentes por mão de obra. As regiões consideradas serão: Norte; Nordesde; Sul; Centro Oeste excluído o Distrito Federal; Distrito Federal; São Paulo; Rio de Janeiro/Espírito Santo e Minas Gerais.

14. Os custos totais de mão de obra são dados pelo somatório dos salários nominais, os adicionais de salário (13º salário, gratificação de férias, gratificações e remuneração variável), os encargos sociais e outros encargos obrigatórios aplicados sobre os salários nominais (INSS, SAT, FGTS, FNDE, INCRA, SEBRAE, SESI, SENAI e Capacitação), considerados de maneira a cumprir a legislação vigente, e os benefícios. Para as atividades de O&M, além desses, deve-se levar em conta outros adicionais do cargo, tais como horas extras e periculosidade.

15. A pesquisa salarial levou em consideração os principais benefícios pagos pelas empresas e que são comuns à maior parte dos cargos, representativos em relação aos salários e passíveis de serem quantificados. Os benefícios quantificados foram: Assistência Médica, Assistência Odontológica, Automóvel, Auxílio Alimentação e Refeição e Previdência Privada. Particularmente em relação à previdência privada, incorporou se um adicional sobre o salário nominal de modo a refletir o custo médio total das empresas com os Fundos de Pensão.

16. Dessa forma, os salários previstos no Modelo disponibilizado contemplam os requisitos legais e os benefícios comuns às empresas, de modo que não serão considerados nos processos tarifários específicos salários, adicionais, encargos ou benefícios diferentes dos que compõem a pesquisa.

I.2.4 – ORGANIZAÇÃO DA EMPRESA DE REFERÊNCIA

I.2.4.1 – ESTRUTURA CENTRAL

17. A Estrutura central é responsável por suportar as atividades de:

- Direção Geral, Estratégia e Controle: inclui também os serviços jurídicos, assessoria de comunicação, auditoria interna e ouvidoria;
- Administração Interna: inclui a administração de recursos humanos, informática, suprimentos e logística, além dos serviços centralizados de apoio;
- Assuntos Regulatórios;
- Administração Financeira: inclui a contabilidade, gestão financeira de curto e longo prazo, e, entre outros, captação de recursos, planejamento financeiro, gestão financeira, orçamento, controle do endividamento da concessionária, pagamentos a fornecedores, pagamentos de salários, liquidação e pagamento de impostos;
- Gestão Comercial: atividades relativas ao controle e supervisão da gestão comercial,

atendimento ao cliente e ciclo comercial regular, incluído o manejo dos sistemas de gestão específicos.

- Gestão Técnica: compreende o Planejamento Técnico, Engenharia e Operação, concentrando todas as atividades técnicas relativas à Distribuição

18. A estrutura central será baseada em Organogramas Típicos, baseados na experiência de gestão das concessionárias de distribuição. Para tanto, as concessionárias foram agrupadas em nove grupos de similaridade, definidos a partir dos dados de: extensão da área de concessão, número de consumidores; energia requerida em MWh; extensão total de redes; número de transformadores instalados em poste e número de subestações. A estrutura típica de cada grupo é definida no Modelo disponibilizado. A tabela a seguir sintetiza os grupos de similaridade definidos:

Tabela I.2: Organogramas Típicos por Grupos de Concessionárias Similares

Cluster	Concessionárias
Cluster 1	CEMIG e ELETROPAULO
Cluster 2	COELBA, COPEL,CPFL-PAULISTA e LIGHT
Cluster 3	AMPLA, CELG, CELPE, COELCE, ELEKTRO e CELESC
Cluster 4	AES SUL, CEEE, CELPA, CEMAR, CPFL-PIRATININGA, BANDEIRANTE, ESCELSA e RGE
Cluster 5	CEAL, CEB, CEMAT, CEPISA,COSERN, ENERSUL e ENERGISA PARAÍBA
Cluster 6	CELTINS, CERON, ENERGISA MG, ENERGISA SERGIPE e MANAUS
Cluster 7	CAIUÁ, ENERGISA BORBOREMA, SANTA CRUZ, NACIONAL, BRAGANTINA, VALE PARANAPANEMA e ELETROACRE
Cluster 8	BOA VISTA, ENERGISA NF, CFLO, CHESP, JAGUARI, MOCOCA, COCEL, COOPERALIANÇA, CPEE, CSPE, DEMEI, DMEPC, ELETROCAR, SANTA MARIA, IGUAÇU ENERGIA e SULGIPE
Cluster 9	JOÃO CESA, EFLUL, FORCEL, HIDROPAN, MUXFELDT e UHENPAL

19. Na definição dos custos operacionais regulatórios serão considerados, parcialmente, os ganhos sinérgicos relativos à estrutura central da Empresa de Referência, devido à operação em *holding*. Serão considerados, em prol da modicidade tarifária, os ganhos sinérgicos relacionados à Diretoria e Presidência, calculando-se os custos com Presidência e Diretores de Assuntos Regulatórios; Financeiro e de Controladoria; de Recursos Humanos e Administrativo, necessários à maior empresa do grupo (incluso os gastos com secretária, motorista e auxiliar administrativo a esses associados e, quando houver, assessor de relações com investidores e *controller* ligados ao Diretor de Financeiro). O custo resultante será dividido proporcionalmente entre todas as concessionárias do grupo de acordo com a relação entre o mercado de cada uma e o mercado total do grupo.

20. Além dos custos com pessoal, dentro da Estrutura Central serão dimensionados os custos com aluguéis; computadores pessoais e periféricos; mobiliário; telefone; água e energia elétrica; limpeza e manutenção predial; veículos; estacionamento; insumos e outros gastos; marketing e auditoria externa.

I.2.4.2 – GERÊNCIAS REGIONAIS

21. As Gerências Regionais têm como função principal supervisionar a execução das atividades de distribuição em seu âmbito territorial, garantindo a efetiva operação e a manutenção da rede de forma eficiente e o atendimento aos clientes. Essa função é exercida através dos escritórios regionais e da estrutura de supervisão de O&M, que dependem diretamente dessas gerências.

22. Foram definidas 6 (seis) Gerências Regionais Típicas, que se diferenciam em função do porte. Para cada gerência típica é definido previamente no Modelo disponibilizado a estrutura que a compõe. As estruturas individuais não serão alteradas nos processos de revisão tarifária. O dimensionamento do quantitativo e do porte das Gerências Regionais levará em consideração a experiência operacional da concessionária que atua na área de concessão, características físicas, tais como quantitativo e dispersão de unidades consumidoras e ativos, distância entre municípios atendidos, se a área de concessão é contígua, além de outros fatores relacionados à necessidade de melhor logística na área de concessão.

23. Além dos custos com pessoal, dentro da Gerência Regional serão dimensionados os custos com aluguéis; computadores pessoais e periféricos; mobiliário; telefone; água e energia; limpeza e manutenção predial; veículos; estacionamento; insumos e outros gastos.

I.2.4.3 – OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

24. As tarefas de O&M são calculadas para a rede de distribuição existente da concessionária. O estudo de custos de O&M das instalações é realizado sob o enfoque da análise de processos, por meio do levantamento das atividades de operação e manutenção em redes ou subestações, de forma a atender os níveis de qualidade exigidos no contrato de concessão e outras normas aplicáveis. As atividades de O&M são classificados conforme segue:

- Operação: atuação sobre a rede em situações programadas ou situações de emergência ou imprevistas. As operações incluem as ações que permitem a execução de manutenção nas instalações ou as ações que garantem a recomposição do serviço após as intervenções.
- Manutenção Corretiva: as tarefas de manutenção corretiva derivam de falhas nos equipamentos por envelhecimento, motivos aleatórios ou acidentes.
- Manutenção Preventiva e Preditiva: compreendem as tarefas de revisão periódica das instalações e incluem ações corretivas decorrentes dessas revisões, desde que estejam ao alcance das equipes que realizam essas tarefas.
- Modificações: compreendem as tarefas periódicas de adequação técnica das instalações.

25. Para as atividades de operação e manutenção cuja quantidade base seja o número de unidades consumidoras, será utilizado adicional sobre número de unidades consumidoras faturadas, de modo a considerar a quantidade de consumidores ativos. O adicional será baseado nos *clusters* de receitas irrecuperáveis, sendo que para o *cluster* 1 será utilizado o percentual de 104%, 103% para o *cluster* 2 e 102% para o *cluster* 3.

A) Freqüência Anual e Tempos de Execução

26. A partir da identificação das tarefas de O&M, estabelecidas por nível de tensão nos meios urbano e rural, são definidos a freqüência anual e o tempo de execução de cada

atividade, de forma a refletir as melhores práticas do setor, bem como atender às normas existentes.

27. Os parâmetros em questão são calculados com base na experiência de prestadoras de serviço e nos dados reais das próprias concessionárias, obtidos a partir dos registros de interrupções de energia mantidos pelas concessionárias, em atendimento ao disposto na regulamentação vigente.

28. Especificamente em relação às atividades de operação e manutenção em linha viva, são definidos *clusters* que consideram qualidade exigida, a partir do DEC, bem como a densidade de consumidores e de carga. Assim, para cada *cluster* admite-se um percentual diferenciado de execução das atividades em redes aéreas urbanas como linha viva.

Tabela I.3: Clusters para Atividades de O&M em Linha Viva

Cluster	Concessionárias	Freq. Linha Viva
Cluster 1	ELETROPAULO e LIGHT	60%
Cluster 2	CPFL-PAULISTA, CPFL-PIRATININGA, BANDEIRANTE, ELEKTRO e CEB	50%
Cluster 3	ESCELSA, COPEL, ENERGISA MG, CEMIG, MANAUS ENERGIA e AMPLA	40%
Cluster 4	RGE, CEEE, AES SUL, ENERSUL, CELESC, COSERN e ENERGISA SERGIPE	30%
Cluster 5	CEMAT, COELBA, CELPA, COELCE, CEAL, CELTINS, CEPISA, ENERGISA PARAÍBA, CEMAR, CELG, CELPE, ELETROACRE, CERON, CAIUÁ, ENERGISA BORBOREMA, SANTA CRUZ, NACIONAL, BRAGANTINA, VALE PARANAPANEMA, BOA VISTA, ENERGISA NF, CFLO, CHESP, JAGUARI, MOCOCA, COCEL, COOPERALIANÇA, CPEE, CSPE, DEMEI, DMEPC, ELETROCAR, SANTA MARIA, IGUAÇU, SULGIPE, JOÃO CESA, EFLUL, FORCEL, HIDROPAN, MUXFELDT e UHENPAL	20%

B) Materiais

29. Para determinação dos preços referenciais dos materiais de reposição foi realizada ampla pesquisa de preços, de forma regionalizada, e que obteve as seguintes características dos equipamentos: tipo, especificação, unidade e principais fabricantes. Os preços foram cotados FOB (material retirado na fábrica), com os impostos inclusos, sendo somado também o frete da região de destino.

30. Conforme disposto na Portaria DNAEE nº 815, de 30 de novembro de 1994, com redação dada pela Resolução ANEEL nº 15, de 24 de dezembro de 1997, os materiais que possuem Unidade de Cadastro própria serão tratados como investimentos, compondo a Base de Remuneração Regulatória, sendo que apenas os demais gastos com materiais serão tratados como despesa operacional.

C) Tempo Médio de Deslocamento

31. A partir dos dados reais registrados pelas concessionárias é possível capturar as características geográficas e de infra-estrutura das distintas áreas de concessão, de forma a se estimar o tempo de deslocamento para execução de tarefas de O&M, tarefas comerciais, atendimento emergencial, entre outros.

32. De forma a se contemplar as particularidades de cada concessão, as empresas foram agrupadas em *clusters* com atributos semelhantes (área de concessão, DEC em 2006 e percentual de estradas pavimentadas em 2006), conforme tabela a seguir:

Tabela I.4: Clusters para o Tempo Médio de Deslocamento

Cluster	Concessionárias
Cluster 1	CELG, CELPA, CELTINS, CEMAR, CEMAT, CEPISA, CERON e ENERSUL
Cluster 2	AES SUL, AMPLA, CAIUÁ, CEAL, CEB, CEEE, CELESC, CELPE, CEMIG, ENERGISA MG, CFLSC, NACIONAL, COELBA, COELCE, COPEL, COSERN, CPFL-PAULISTA, CPFL-PIRATININGA, BANDEIRANTE, VALE PARANAPANEMA, ELEKTRO, ELETROACRE, ENERGISA SERGIPE, ESCELSA, LIGHT, MANAUS, RGE, ENERGISA PARAÍBA e SULGIPE
Cluster 3	BOA VISTA, ENERGISA BORBOREMA, ENERGISA NF, CFLO, CHESP, JAGUARI, MOCOCA, COCEL, COOPERALIANÇA, CPEE, CSPE, DEMEI, DMEPC, EEB, JOÃO CESA, EFLUL, ELETROCAR, SANTA MARIA, FORCEL, HIDROPAN, IGUAÇU, MUXFELDT e UHENPAL
Cluster 4	ELETROPAULO

33. Para cada *cluster* específico foi estabelecido o tempo médio de deslocamento (TMD), a partir da média ponderada dos TMD's informados pelas empresas e a freqüência mensal em que estes ocorreram. Os resultados são apresentados na tabela a seguir:

Tabela I.5: Tempo Médio de Deslocamento por Cluster

Cluster	TMD	
	Urbano	Rural
Cluster 1	20	50
Cluster 2	25	40
Cluster 3	10	30
Cluster 4	30	40

D) Custos Totais de O&M

34. Para valoração dos custos de pessoal, material e veículos associados a cada tarefa de O&M, são aplicadas as equações a seguir:

$$CMO_{ano,i} = ((TE_i + TMD_m)/60).(Freq_i.QA_i).CMO_{hora,i} \quad (1)$$

$$CV_{ano,i} = ((TE_i + TMD_m)/60).(Freq_i.QA_i).(CV1_{hora,i} + CV2_{hora,i}) \quad (2)$$

$$CM_{ano,i} = Freq_i.QA_i.CM_{total,i} \quad (3)$$

Onde:
CMOano,i: Custo anual de mão-de-obra para a tarefa i;
CVano,i: Custo anual de veículo para a tarefa i;
CMano,i: Custo anual de material para a tarefa i;
CMOhora,i: Custo horário de mão-de-obra para a tarefa i;
CVhora,i: Custo horário de veículo para a tarefa i;
CMtotal,i: Custo total de material para a tarefa i;
TEi: Tempo de execução para a tarefa i;
TMDm: Tempo médio de deslocamento no meio m;
Freqi: Freqüência de realização para a tarefa i;
QAi: Quantidade de ativos relacionados com a tarefa i;
I: Tarefa analisada;
M: Meio urbano ou rural.

35. O custo total de operação e manutenção da concessionária será igual à soma dos custos de todas as tarefas de O&M associadas às instalações existentes.

E) Déficit Programa Luz Para Todos

36. Para aplicação do disposto no Anexo II da Resolução Normativa nº 294, de 11 de dezembro de 2007, faz-se a seguinte equivalência entre a natureza das atividades de operação e manutenção previstas nos Modelos de Empresa de Referência do 1º e 2º ciclo de revisões tarifárias:

Tabela I.6 – Equivalência entre modelos de Empresa de Referência do 1º e 2º ciclo

Modelo do 1º Ciclo	Modelo do 2º Ciclo
Reparação	Corretiva
Revisão	Preventiva
Adequação	Modificação
Operação	Operação

I.2.4.4 – PROCESSOS COMERCIAIS

37. Os processos comerciais envolvem os gastos relativos às tarefas comerciais, atendimento comercial, atividades de faturamento, teleatendimento e combate às perdas não técnicas.

A) Tarefas comerciais

38. São relacionadas as tarefas comerciais desempenhadas pela concessionária em sua área de concessão, conforme segue:

(i) Religação normal de energia;
(ii) Religação urgente de energia;
(iii) Substituição de medidor de energia para aferição;
(iv) Vistoria de unidade consumidora;
(v) Verificação de nível de tensão (outros);
(vi) Verificação de nível de tensão (amostrais conforme Resolução nº 505, de 26 de novembro de 2001);
(vii) Corte de Energia;
(viii) Ligação Provisória; e
(ix) Substituição de Medidor para aumento de carga.

39. As freqüências anuais de ocorrência de tais tarefas foram definidas para *clusters* específicos, agrupando as concessionárias de distribuição com atributos semelhantes, conforme tabela a seguir:

Tabela I.7: Clusters para as Tarefas Comerciais

Cluster	Concessionárias
Cluster 1	BOA VISTA, ENERGISA NF, CER, CFLO, CHESP, JAGUARI, MOCOCA, NACIONAL, COCEL, COOPERALIANÇA, CPEE, CSPE, DEMEI, DME PC, JOÃO CESA, URUSSANGA, ELETROCAR, SANTA MARIA, FORCEL, HIDROPAN, IGUAÇU, MUXFELDT, SULGIPE e UHENPAL
Cluster 2	AMPLA, CEA, CEAL, MANAUS, ENERGISA BORBOREMA, CELPA, CELPE, CELTINS, CEMAR, CEPISA, CERON, COELBA, COELCE, COSERN, ELETROACRE, ELETROPAULO, ENERGISA SERGIPE, LIGHT e ENERGISA PARAÍBA
Cluster 3	AES SUL, BANDEIRANTE, CAIUÁ, CEB, CEEE, CELESC, CELG, CEMAT, CEMIG, ENERGISA MG, SANTA CRUZ, COPEL, CPFL-PAULISTA, CPFL-PIRATININGA, BRAGANTINA, ELEKTRO, ENERSUL, ESCELSA, RGE e VALE PARANAPANEMA.

40. O custo total é calculado a partir do número de equipes e veículos necessários para execução das tarefas comerciais, conforme equações a seguir:

$$Nr_{equip\ /\ veículos} = \frac{Tar_{dia}}{produt} \quad (4)$$

$$Tar_{dia} = \frac{V_{tano}}{230}; \qquad V_{tano} = f_{exec} x N_{tcons}; \qquad produt = \frac{Jtrdia\ * 60 - 2 * TMD}{Tex\ + 0{,}5 * TMD} \quad (5)$$

Onde:
V_{tano} – volume de tarefas/ano;
f_{exec} – freqüências de execução das tarefas;
N_{tcons} – número total de consumidores;
Tar_{dia} – volume de tarefas/dia;
$Nr_{equipe/veículos}$ – número de equipes / veículos necessários;
J_{trdia} – jornada diária de trabalho;
T_{ex} – tempo de execução da atividade;
TMD – tempo médio de deslocamento.

41. Os itens de (i) a (v) da relação de tarefas comerciais se referem aos serviços cobráveis, previstos na Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000, cuja solicitação é feita pelo consumidor, mediante pagamento de taxa específica. Tendo em vista a cobertura dos custos de execução de tais atividades via Empresa de Referência, o resultado do produto entre as freqüências regulatórias e as taxas reais será revertido para modicidade tarifária, aplicando-se como redutor do custo total da Empresa de Referência.

B) Atendimento Comercial

42. Serão considerados os custos de pessoal necessários para garantir atendimento comercial personalizado aos consumidores da área de concessão, de acordo com o disposto na regulamentação vigente, conforme equação a seguir:

$$Tatendente_s = \frac{f_{atend} \times N_{tcons}}{CA_t} \quad (6)$$

Onde:
F_{atend} – freqüência média de atendimento comercial;
N_{tcons} – número total de consumidores do município atendido.

43. Além dos custos com pessoal, serão dimensionados os custos com aluguéis; computadores pessoais e periféricos; mobiliário; telefone; água e energia; limpeza e manutenção predial; insumos e outros gastos.

C) Faturamento

44. O modelo de Empresa de Referência diferencia os custos associados às atividades de faturamento nos meios urbano e rural, sendo que sua periodicidade de execução (mensal ou plurimensal) deverá atender ao disposto na regulamentação vigente.

45. As atividades de faturamento são divididas em: leitura de medidores, entrega de faturas e/ou outros documentos e cobrança. Os custos associados às atividades de leitura de medidores e entrega de faturas são calculados a partir das produtividades diárias e o

tempo total necessário para o faturamento mensal e/ou plurimensal, conforme especificado abaixo:

(i) *Leitura de medidores:*

46. O processo comercial previsto no modelo de Empresa de Referência prevê quatro diferentes tipos de leituras: Leitura de Medidores sem coletor; Leitura de Medidores com coletor; Leitura de Medidores com coletor e inspeção para combate às perdas; Leitura de Medidores com coletor e impressão de fatura.

47. O custo total é dado pelas equações:

$$C_{l,m} = T_{l,m}.(Cmo + Cun + Ccol + Cvf.Pu_{v,m}) \quad (7)$$

$$T_{l,m} = (Qcons_m.PIF_m.PL_{l,m})/Prod_{l,m} \quad (8)$$

Onde:
TTT: Tempo total da tarefa (tempo de execução + tempo de deslocamento intermediário);
$T_{l,m}$: Tempo total mensal ou plurimensal, em horas, necessário para a realização da atividade de leitura l no meio m;
$Qcons_m$: Quantidade de consumidores no meio m;
PIF_m: Percentual de consumidores atendidos pelo intervalo de faturamento mensal ou plurimensal;
$PL_{l,m}$: Percentual de consumidores atendidos pelo tipo de leitura l no meio m;
$Prod_{l,m}$: Produtividade, em horas, da atividade de leitura l no meio m;
L: Tipo de atividade de leitura realizada;
M: Meio urbano ou rural;
$C_{l,m}$: Custo da atividade de leitura l de medidor mensal ou plurimensal no meio m;
Cmo: Custo de mão-de-obra por hora;
Cun: Custo do uniforme por hora;
Ccol: Custo do coletor por hora;
Cvf: Custo do veículo por hora por funcionário;
$Pu_{v,m}$: Percentual de utilização do veículo v no meio m.

48. Para a valoração das atividades de faturamento é necessária ainda a definição das produtividades associadas a cada tarefa. A produtividade diária é definida conforme equação a seguir.

$$prod_{dia} = \frac{(JT - 2 \times TMD) \times 3600}{TTT} \quad (9)$$

Onde:
$Prod_{dia}$: Produtividade diária;
JT: Jornada de trabalho diária;
TMD: Tempo médio de deslocamento.

(ii) *Entrega de Faturas e/ou Outros Documentos:*

49. O custo mensal ou plurimensal da realização dessa atividade é dado conforme equações a seguir:

$$C_{ec,m} = T_{ec,m} * (Cmo + Cun + Cvf) + Qcons * PIF * (\sum_{l=1}^{3} Pl_{l,m}) * Cimpf \quad (10)$$

$$C_{ed,m} = T_{ed,m} * (Cmo + Cun + Cvf) + Qcons * PIF * Cimpod \quad (11)$$

Sendo que:

$$T_{ec,m} = (Qcons_m . PIF . (\sum_{l=1}^{3} Pl_{l,m})) / Prod_{ec,m} \quad (12)$$

$$T_{ed,m} = (Qcons_m . PIF_m . OD) / Prod_{ed,m} \quad (13)$$

$$prod_{dia} = \frac{(JT - 2 \times TMD) \times 3600}{TTT} \quad (14)$$

Onde:
Tec,m: Tempo mensal necessário para a realização da atividade de entrega de contas no meio m;
Ted,m: Tempo mensal necessário para a realização da atividade de entrega diferenciada (outros documentos) no meio m;
OD: Percentual de entrega de outros documentos;
Prodec,m: Produtividade da atividade de entrega de contas no meio m;
Ec: Atividade de entrega de conta;
Ed: Atividade de entrega diferenciada;
Cec,m: Custo da realização da atividade de entrega de contas no meio m;
Ced,m: Custo da realização da atividade de entrega diferenciada (outros documentos) no meio m;
Cimpf: Custo de impressão ou emissão de fatura;
Cimpod: Custo de impressão ou emissão de outros documentos;
Proddia: Produtividade diária;
JT: Jornada de trabalho diária;
TMD: Tempo médio de deslocamento.

(iii) *Cobrança:*

50. O custo total associado à arrecadação é calculado admitindo-se que seja realizado por intermédio da rede bancária, adotando-se o custo médio de mercado.

D) Teleatendimento

51. Serão considerados custos otimizados para o atendimento telefônico, incluindo os custos com pessoal (atendentes, supervisores e equipes de apoio), postos de atendimento, materiais, sistemas e outros serviços, de forma a garantir os níveis de qualidade previstos na regulamentação vigente.

E) Combate às Perdas Não Técnicas

52. O quantitativo de pessoal para esta atividade será definido com base em tarefas típicas desempenhadas pelas concessionárias no combate às perdas não técnicas e levará em consideração a intensidade do programa de redução pretendido. Será considerada na estrutura central da Empresa de Referência uma equipe principal, de coordenação das atividades de combate às perdas não técnicas, aliado a um conjunto de equipes auxiliares de inspeção e regularização.

53. A seqüência de cálculo do modelo compreende:

- Determinar o montante anual de energia a ser regularizado;
- Determinar o número de regularizações anuais;
- Dimensionar o número de equipes de regularização;
- Determinar o número de inspeções anuais;
- Dimensionar o número de equipes de inspeção;
- Dimensionar a equipe da estrutura central;
- Valorar as tarefas, contemplando os custos de mão-de-obra, transporte e materiais.

(i) Montante anual de energia a ser regularizado

54. Para o correto dimensionamento do número de equipes necessárias será realizada uma estimativa da quantidade mínima de perdas não técnicas que deverão ser regularizadas a cada ano, de tal forma que a distribuidora mantenha o limite regulatório no decorrer do período tarifário, e dos ganhos de mercado advindos destas regularizações. A estimativa levará em consideração a previsão de crescimento de mercado e o índice regulatório de perdas definido para cada ano do período tarifário da concessionária.

55. Os montantes anuais de regularização de perdas serão calculados pela composição de duas parcelas:

- Requisito de redução de perdas: Montante anual de perdas que deve ser regularizado para que se atinja o limite regulatório.
- Crescimento esperado de perdas: Montante esperado de crescimento das perdas no tempo devido a fatores como o retorno à irregularidade de fraudes já regularizadas e surgimento de novas fraudes, dentre outros. Esta parcela será estimada a partir de uma taxa de crescimento de perdas, definida a partir da observação de empresas com área de concessão semelhante do ponto de vista socioeconômico.

(ii) Equipes de regularização

56. As equipes serão divididas em dois conjuntos: equipes para combate às fraudes e furtos existentes atualmente na área de concessão, calculadas com base no montante de energia que deverá ser reduzida, e equipes de combate a novas fraudes ou furtos, calculado com base na previsão de crescimento das perdas.

57. Para fins do cálculo do número de regularizações necessárias deverá ser descontado do montante de energia a ser reduzido o incremento do limite regulatório das perdas não técnicas da concessionária em virtude do cresimento anual do mercado de baixa tensão.

58. O cálculo do número de equipes se dará de acordo com as expressões a seguir:

$$NRA = Rp / Cbt \times Ir \quad (15)$$

Onde:
NRA: Número de regularizações anuais;

Rp: Regularização de perdas, em MWh;
Cbt – consumo médio dos consumires de baixa tensão das classes residencial, comercial, industrial e rural, nos doze meses anteriores a data da análise (MWh/ano)
Ir – índice de redução de perdas por regularização

$$NER = Ra / prod_{eq} \quad (16)$$

Onde:
NER: Número de equipes de regularização;
Ra: Regularizações anuais;
$Prod_{eq}$: Produtividade da equipe.

(iii) Equipes de inspeção

59. O dimensionamento levará em conta a efetividade média da empresa na detecção de consumidores fraudadores em relação ao total de unidades consumidoras inspecionadas e seu cálculo se dará de acordo com as expressões a seguir:

$$NIA = \sum Ra / Ef \quad (17)$$

Onde:
NIA: Número de inspeções anuais;
∑Ra: Total de regularizações anuais;
Ef: Efetividade média das inspeções.

$$NEI = Ia / prod_{eq} \quad (18)$$

Onde:
NER: Número de equipes de inspeção;
Ia: Inspeções anuais;
$Prod_{eq}$: Produtividade da equipe.

(iv) Estrutura central

60. Corresponde a equipe de gestão de combate às perdas não técnicas prevista na estrutura central da Empresa de Referência. Seu dimensionamento dependerá do porte da concessionária, da intensidade da trajetória regulatória de redução de perdas não técnicas estipulada, bem como de seu organograma típico.

(v) Custos operacionais para combate às perdas não técnicas

61. O total de custos operacionais para combate às perdas será composto pelo somatório dos custos com pessoal, material e serviços associados ao custeio da equipe central de gerenciamento de combate às perdas e o número médio de equipes de inspeção e regularização calculadas para o período tarifário.

62. Será dado tratamento diferenciado para casos específicos de concessionárias em que as atividades de combate sejam pouco representativas, como em empresas de pequeno porte com níveis baixos de perdas. Nesses casos, as equipes destinadas ao combate

às perdas e demais atividades comerciais serão agrupadas e tratadas como um só conjunto, considerando o compartilhamento de mão de obra entre elas, de tal forma que o quantitativo de pessoal e os custos operacionais reflitam a realidade dessas empresas.

I.2.4.5. CUSTOS ADICIONAIS

63. O propósito dos custos adicionais é considerar as particularidades do negócio de distribuição e custos operacionais passíveis de reconhecimento tarifário que não se enquadram nos itens anteriores ou que não tenham sido contemplados na parametrização do Modelo.

64. Dentre os custos considerados adicionais parametrizados no Modelo destacam-se: seguros de ativos, tributos, exames médicos periódicos, engenharia e supervisão de obras, consumo próprio em subestações, adicional de IPTU, menor aprendiz, publicações legais, campanha de medidas, laudo de avaliação, ajuste do custo de O&M em função de ativos com vida útil econômica acima da média e crescimentos dos processos de O&M e comerciais.

65. Outros custos decorrentes de operação e manutenção em virtude de requisitos específicos de instalações e demais custos que não estejam contemplados no modelo deverão ser analisados nas revisões tarifárias específicas.

I.3– OUTROS ITENS DA EMPRESA DE REFERÊNCIA

I.3.1 – ANUIDADES DE INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS

66. 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, tais como hardware e software, veículos, além de toda a infra-estrutura de edifícios de uso administrativo. Esses itens não integram a Base de Remuneração Regulatória.

67. Deverão ser determinadas as seguintes anuidades:

A) ALUGUÉIS

68. As instalações de imóveis podem ser classificadas, de acordo com sua utilização, em: Edifícios administrativos e técnicos; Gerências Regionais e Estacionamento de Veículos. 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 somada à manutenção de um edifício próprio.

69. As edificações são dimensionadas usando o critério de m²/funcionário alocado em cada escritório. No caso do aluguel de escritórios, é adotado o critério de m²/empregado alocado na estrutura central ou nas gerências regionais, com um valor de R$/m² coerente com a área de concessão em análise. Para o estacionamento, é adotado o critério de

m²/veículo necessário, com um valor de R$/m² coerente com a localização da concessionária em estudo. Para fins do dimensionamento do mobiliário de escritórios, equipamentos de oficina e laboratórios é adotado também o critério de m²/empregado alocado na estrutura central ou nos escritórios comerciais.

B) VEÍCULOS

70. Para a definição dos custos de transporte, deve ser considerada a amortização dos veículos, além dos custos de manutenção e de combustível. Para fins de dimensionamento e validação da quantidade de veículos, serão adotados os seguintes tipos: Pick-Up ou Veículo Leve; Pick-Up 1 tonelada; Caminhão Médio 7 a 8 toneladas com Guindauto; Caminhão Médio 7 a 8 toneladas; Caminhão Pesado 11 a 15 toneladas com Guindauto; Caminhão Pesado 11 a 15 toneladas com cesta aérea isolada; Caminhão Pesado 15 toneladas; Carreta; Automóvel; Motocicleta; e Utilitário.

71. A anuidade do investimento em veículos é calculada em regime, com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do custo de compra. Para o custo total de transporte, ainda deverá ser agregada uma taxa anual de manutenção, bem como estimado o custo anual de combustível.

C) SISTEMAS DE INFORMÁTICA

72. Como parte da infra-estrutura de apoio às atividades administrativas e técnicas são reconhecidos sistemas corporativos de informática necessários à execução das atividades da concessionária. Além da amortização dos sistemas e compra dos *softwares* e *hardwares*, também se inclui um custo adicional de manutenção anual que se calcula como percentual do investimento.

73. O Modelo de Empresa de Referência provê recursos suficientes para os seguintes sistemas:

- GIS (Geographical Information System) – trata-se de sistema de hardware, software e procedimentos desenhados para suportar a captura, gestão, manipulação, análise, modelagem e visualização de dados cartográficos para resolver as questões de planejamento e gestão;
- SCADA (Supervisiory Control and Data Acquisition) – sistema de aquisição de dados e controle de supervisão, proporcionando comunicação com os dispositivos de campo e controlando processos de forma automática, permitindo informações e gestão do processo produtivo;
- Gestão da Distribuição – sistema de gerenciamento de serviços da distribuição (obras, manutenção, operação e planejamento);
- Gestão Empresarial – sistema de gerenciamento das áreas administrativa e financeira da concessionária;
- Sistemas Centrais – sistemas centralizados para controle e utilização de hardware e software;
- Gestão Comercial – sistema de gerenciamento comercial, englobando o faturamento, serviços comerciais, gerenciamento de perdas não técnicas e inadimplência; e
- Teleatendimento – sistema desenhado para controle de atendimentos realizados por intermédio de central telefônica franqueada ao consumidor.

74. Para determinação dos investimentos necessários, os sistemas serão agrupados em 4 subgrupos:

Tabela I.8: Agrupamento de Sistemas

Subgrupo	Sistemas
S1	GIS, SCADA e Gestão da Distribuição
S2	Gestão Comercial
S3	Gestão Empresarial e Sistemas Centrais
S4	Teleatendimento

75. Os investimentos em sistemas dependem, em sua grande maioria, de uma análise do porte da concessionária, sendo ajustados de acordo com as características específicas de cada concessão.

76. Para a segregação das concessionárias em grupos de características similares foram levadas em consideração as variáveis que impactam de forma mais pronunciada os investimentos em sistemas, de acordo com sua natureza. As tabelas seguintes apresentam o resultado da clusterização por subgrupo de sistemas:

Tabela I.9: Clusters para o Subgrupo S1

Cluster	Concessionárias
Cluster 1	CEMIG
Cluster 2	COPEL; COELBA e CELG
Cluster 3	CPFL-PAULISTA; ELETROPAULO e LIGHT
Cluster 4	ELEKTRO; CELPE e CELESC
Cluster 5	CEPISA; CPFL PIRATININGA; ENERGISA MG; BANDEIRANTE; COSERN; CELPA; CERON; ENERGISA SERGIPE; CEB; CEAL; COELCE; CEMAT; AMPLA; ENERSUL; CEMAR; CELTINS; RGE; ESCELSA; ENERGISA PARAÍBA; CEEE; AES SUL e MANAUS
Cluster 6	BRAGANTINA; ENERGISA NF; SULGIPE; NACIONAL; ELETROACRE; ENERGISA BORBOREMA; VALE PARANAPANEMA; SANTA CRUZ e CAIUÁ

Tabela I.10: Clusters para o Subgrupo S2

Cluster	Concessionárias
Cluster 1	CEMIG e ELETROPAULO
Cluster 2	COPEL; COELBA; LIGHT e CPFL PAULISTA
Cluster 3	CELPE; COELCE; AMPLA; ELEKTRO; CELESC e CELG
Cluster 4	CELPA; BANDEIRANTE; CPFL PIRATININGA; CEMAR; CEEE; ESCELSA; RGE; ENERGISA PARAÍBA e AES SUL
Cluster 5	CEMAT; COSERN; CEPISA; CEB; ENERSUL; CEAL; ENERGISA SERGIPE e MANAUS
Cluster 6	CERON; ENERGISA MG e CELTINS
Cluster 7	CAIUÁ; SANTA CRUZ; VALE PARANAPANEMA; ENERGISA BORBOREMA; ELETROACRE; NACIONAL; SULGIPE; ENERGISA NF e BRAGANTINA

Tabela I.11: Clusters para o Subgrupo S3

Cluster	Concessionárias
Cluster 1	CEMIG; COELBA; COPEL; CPFL PAULISTA; ELETROPAULO e LIGHT
Cluster 2	AMPLA; CELESC; CELG; CELPE; COELCE e ELEKTRO
Cluster 3	AES SUL; BANDEIRANTE; CEAL; CEB; CEEE; CELPA; CEMAR; CEMAT; CEPISA; COSERN; CPFL PIRATININGA; ENERSUL; ESCELSA; RGE e ENERGISA PARAÍBA
Cluster 4	CELTINS; CERON; ENERGISA MG; ENERGISA SERGIPE e MANAUS
Cluster 5	BRAGANTINA; CAIUÁ; ELETROACRE; ENERGISA BORBOREMA; ENERGISA NF; ; NACIONAL; SANTA CRUZ; SULGIPE e VALE PARANAPANEMA

Tabela I.12: Clusters para o Subgrupo S4

Cluster	Concessionárias

Cluster 1	AMPLA; BANDEIRANTE; CEEE; CELESC; CELG; CELPA; CELPE; CEMIG; COELBA; COELCE; COPEL; CPFL-PAULISTA; CPFL PIRATININGA; ELEKTRO; ELETROPAULO e LIGHT
Cluster 2	AES SUL; CEAL; CEB; CEMAR; CEMAT; CEPISA; COSERN; ENERGISA PARAÍBA; ENERSUL; ESCELSA e RGE
Cluster 3	CAIUÁ; ENERGISA BORBOREMA; CELTINS; CERON; ELETROACRE; ENERGISA MG; ENERGISA SERGIPE; MANAUS; SANTA CRUZ E VALE PARANAPANEMA
Cluster 4	BRAGANTINA; ENERGISA NF; NACIONAL e SULGIPE

77. Para as concessionárias de menor porte, não será considerada a segregação de sistemas proposta para as empresas anteriormente citadas. Será dimensionado um valor único a ser investido em sistemas, contemplando todos os sistemas previstos para as demais sem, no entanto, especificar o valor exato para cada tipo. As concessionárias de menor porte foram subdivididas em 2 grupos, conforme segue:

Tabela I.13: Clusters de Empresas de Menor Porte

Cluster	Concessionárias
Cluster 1	BOA VISTA; CFLO; CHESP; COCEL; COOPERALIANÇA; CPEE; CSPE; DMEPC; DEMEI; ELETROCAR; JAGUARI; IGUAÇU; MOCOCA; SANTA MARIA
Cluster 2	EFLUL; FORCEL; JOÃO CESA; HIDROPAN; MUXFELDT e UHENPAL

78. O cálculo anualidade do investimento em sistemas de informática (CAI) que é calculada em regime, com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do custo de compra. Para o custo total dos sistemas de informática, ainda deverá ser agregada uma taxa anual de manutenção.

I.3.2 – RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

79. Com relação às receitas irrecuperáveis, é definido um percentual máximo regulatório a ser admitido por cluster. Para a definição dos clusters, as empresas foram classificadas conforme o índice de complexidade utilizado no tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica.

80. A classificação das empresas leva em conta o ordenamento no *ranking*, de acordo com o referido índice, bem como as diferenças regionais entre áreas de concessão. Além disso, empresas menores são consideradas em um grupo à parte devido à maior facilidade destas na gestão dos seus níveis de inadimplência. Os grupos formados e os valores definidos de receitas irrecuperáveis de referência para cada grupo estão descritos na tabela abaixo:

Tabela I.14: Clusters para Receitas Irrecuperáveis

Cluster	Concessionárias	Valores
Cluster 1	AMPLA, CEA, CEAL, MANAUS, ENERGISA BORBOREMA, CELPA, CELPE, CELTINS, CEMAR, CEPISA, CERON, COELBA, COELCE, COSERN, ELETROACRE, ELETROPAULO, ENERGISA SERGIPE, LIGHT e ENERGISA PARAÍBA	0,90%
Cluster 2	AES-SUL, BANDEIRANTE, CAIUÁ, CEB, CEEE, CELESC, CELG, CEMAT, CEMIG, ENERGISA MG, SANTA CRUZ, COPEL, CPFL-PAULISTA, CPFL-PIRATININGA, BRAGANTINA, ELEKTRO, ENERSUL, ESCELSA, RGE e VALE PARANAPANEMA	0,60%
Cluster 3	BOA VISTA, ENERGISA NF, CER, CFLO, CHESP, JAGUARI, MOCOCA, NACIONAL, COCEL, COOPERALIANÇA, CPEE, CSPE, DEMEI, DME-PC, JOÃO CESA, URUSSANGA, ELETROCAR, SANTA MARIA, FORCEL, HIDROPAN, IGUAÇU, MUXFELDT, SULGIPE e UHENPAL	0,20%

81. Os detalhes da metodologia, os dados e os cálculos para definição das perdas irrecuperáveis estão disponibilizados na Nota Técnica n.º 291/2008-SRE/ANEEL.

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.

METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA ÓTIMA DE CAPITAL

1. 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.

2. 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.

3. 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.

4. 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.

5. 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 ½ desvio padrão médio dos últimos três anos, enquanto o limite superior é igual a essa mesma média mais ½ 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.

6. 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.

7. 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.

8. O detalhamento completo da metodologia, critérios, dados e os cálculos realizados para definição da Estrutura Ótima de Capital estão disponibilizados na Nota Técnica n.º 068/2007-SRE/ANEEL, de 21 de março de 2007.

ANEXO III

Define a remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica a ser considerada no segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO

1. 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.

2. 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.

3. 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.

4. 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.

5. 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.

6. 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

[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.

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 ponderada 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 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.

7. No 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.

8. 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.

9. 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.

10. 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 é o prêmio de risco soberano e r_C^B é o prêmio de risco de crédito Brasil.

11. 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

[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.

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.

12. 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, calculado da seguinte forma:

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

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.

13. O risco cambial (r_X) 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.

14. 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.

15. A estimação do risco regulatório (r_R) 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.

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

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

METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS

17. 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 cambial.

18. 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 liquidez[4].

DETERMINAÇÃO DO CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL

19. 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 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.

20. Como as tarifas são reajustadas por um índice de inflação (IGP-M), o custo médio ponderado 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:

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

onde:

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

~~r^{r}_{WACC} 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.~~

~~21. O detalhamento completo da metodologia, critérios, dados e os cálculos realizados para definição da Taxa de Remuneração do Capital estão disponibilizados na Nota Técnica n.º 068/2007-SRE/ANEEL, de 21de março de 2007.~~

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 patir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

1 – CRITÉRIOS GERAIS

1.1 – COMPOSIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO

1. A base de remuneração é composta pelos valores dos seguintes itens:

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

2. 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; máquinas e equipamentos administrativos; veículos; e móveis e utensílios. A remuneração, amortização e depreciação (exceto de 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

3. 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.

4. 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, os ativos que pertencem a uma dada distribuidora serão avaliados apenas para os casos que atenderem às exigências previstas no § 6º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995.

5. Para os ativos vinculados aos grupos de contas relativos a 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.

6. A avaliação dos ativos deve ser realizada por empresa credenciada pela ANEEL, contratada pela concessionária, e está sujeita à fiscalização da Agência. A concessionária responde solidariamente, na esfera administrativa ou judicial, por qualquer erro ou dano decorrente das informações fornecidas, inclusive banco de preços.

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

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

9. O laudo de avaliação deve ser classificado como de uso restrito, estando sujeito às disposições normativas e nomenclaturas específicas desta Resolução.

10. 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, têm característica própria, por tratar-se de serviço público de energia elétrica.

11. Não procedendo a concessionária à avaliação dos ativos e ao encaminhamento das informações, nos termos definidos nesta Resolução e no prazo estabelecido pela ANEEL, ou caso o laudo de avaliação apresentado pela concessionária não seja aprovado pela ANEEL, em virtude de qualidade técnica insuficiente, caberá a esta arbitrar a base de remuneração a ser considerada na revisão tarifária em curso, não constituindo tal fato a dispensa da concessionária em apresentar o laudo posteriormente. O laudo de avaliação apresentado *a posteriori* ou corrigido por solicitação da ANEEL, e aprovado por esta, terá seus efeitos financeiros reconhecidos apenas a partir do próximo reajuste tarifário, sem qualquer efeito retroativo.

1.3 – DEPRECIAÇÃO

12. Para a determinação do valor de mercado em uso deve ser utilizado somente o método da linha reta para a depreciação, considerando-se obrigatoriamente o percentual de depreciação acumulada, registrada 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 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.

13. 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.

14. Uma vez que cada bem deverá ser depreciado com seu respectivo percentual de depreciação acumulada registrada 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

15. 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 Normativa nº 177, de 28 de novembro de 2005.

16. Os ativos pertencentes aos grupos de contas relativos a Terrenos; Reservatórios, Barragens e Adutoras; Edificações, Obras Civis 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.

17. Devem ser observados os seguintes requisitos, no estabelecimento das associações:

a) apenas são aceitos os conjuntos atualmente vigentes, definidos de acordo com a Resolução Normativa nº 177, 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) na revisão de configuração de quaisquer conjuntos, conforme os casos previstos na Resolução Normativa nº 177, de 2005, a concessionária deve estabelecer uma nova associação dos ativos aos seus respectivos conjuntos sucessores, informando à ANEEL as novas associações implementadas;

d) na 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

18. A base de remuneração gerada é regulatória e deve ser mantido um controle suplementar, em paralelo, com os registros contábeis do controle patrimonial do ativo imobilizado em serviço. Essa base regulatória deverá ser mantida atualizada, contemplando todas as movimentações (adições e baixas) ocorridas nos registros constantes dos livros contábeis (razão e diário), aguardando orientação da ANEEL quanto aos procedimentos para registro definitivo da avaliação do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS e seus efeitos nas Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigações Especiais).

1.6 – ATUALIZAÇÃO DE VALORES

19. 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 FGV; para máquinas e equipamentos, os índices Indústria de Transformação – Material Elétrico – Motores e Geradores, coluna 40 (transformador de força, incluindo de distribuição e de serviços auxiliares), e Indústria de Transformação – Material Elétrico – Outros, coluna 41 (para os demais bens pertencentes a redes de distribuição, linhas de transmissão, medidores, equipamentos de subestação e equipamentos de geração), apurados pela FGV e na ausência destes (coluna 40 e 41) o índice Indústria de Transformação – Máquinas, Aparelhos e Materiais Elétricos, coluna 34, apurado pela FGV; 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

20. 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 do laudo de avaliação ajustados, as movimentações incluídas (adições, baixas, depreciação e obrigações especiais) e a respectiva atualização, aprovados no 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 de cada bem da base blindada devem ser atualizados pela variação do IGP-M;

d) o valor monetário referente às Obrigações Especiais da base blindada será obtido atualizando-se o valor aprovado no primeiro ciclo de revisão tarifária pela variação do IGP-M. Nenhum valor deverá ser deduzido das Obrigações Especiais a título de baixas efetuadas na base blindada;

e) 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 blindada atualizada;

f) 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;

g) os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração (item e) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária (item f);

h) considera-se na data base do laudo de avaliação as movimentações (adições, baixas e depreciação) da base blindada e base incremental ocorridas até o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do segundo ciclo. Adiciona-se ao laudo de avaliação, após a sua data-base, as movimentações (adições, baixas, depreciação e obrigações especiais) ocorridas em data anterior à revisão tarifária do segundo ciclo. Para tanto, serão consideradas as informações contábeis das obras energizadas, encerradas e unitizadas até o último mês contábil fechado com o respectivo Balancete Mensal Padronizado – BMP, conforme planilha modelo disponibilizada pela ANEEL. Será considerada, ainda, a depreciação acumulada até o último mês contábil fechado, bem como haverá atualização da base de remuneração até o mês anterior a data de revisão tarifária do segundo ciclo.

i) os aperfeiçoamentos propostos nesta Resolução não se aplicam à 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. Inclui-se nessas exceções as apurações dos valores para as contas de Almoxarifado de Operações, Ativo Diferido.

1.8 – PROCEDIMENTOS DE ABERTURA DA BASE DE REMUNERAÇÃO BLINDADA

21. O procedimento de avaliação completa da base de remuneração ocorre em períodos alternados de revisões tarifárias periódicas subseqüentes. No terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas todos os ativos imobilizados em serviço serão avaliados conforme metodologia e critérios a serem estabelecidos.

1.9 – CREDENCIAMENTO DE EMPRESAS AVALIADORAS

22. 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.

2 – DIRETRIZES PARA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO

2.1 – ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO

23. Os grupos de contas de ativos relativos a Intangíveis; Terrenos; Edificações, Obras Civis 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 à composição da base de remuneração das concessionárias.

Tabela 1 – Relação de Grupos de Contas de Ativo

Código	*Título*
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 Civis e Benfeitorias
132.03.X.1.04	Edificações, Obras Civis e Benfeitorias
132.04.1.1.04	Edificações, Obras Civis e Benfeitorias
132.05.1.1.04	Edificações, Obras Civis 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.

24. 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.

25. 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) Condutos forçados; e
c.8) Comportas.

d) Edificações, Obras Civis e Benfeitorias
d.1) Escritórios e agências;
d.2) Almoxarifados e oficinas;
d.3) Edificações em subestações;
d.4) Edificações em unidades de geração de energia elétrica;
d.5) Edififações de centros de operação;
d.6) Edificações de estações de comunicação e repetidoras;
d.7) Edificações de aeroportos e heliportos;
d.8) Sistema de serviços (sistema de abastecimento e tratamento d´água, sistema de iluminação, sistema de coleta de lixo, etc.);
d.9) Sistema de alimentação de energia (geradores, grupo motor-gerador, painéis solares, geradores eólicos, etc.); e
d.10) Urbanização e benfeitorias (campo de pouso, heliporto, estacionamento, cercas, muros, jardins, pontes, viadutos, pavimentação, etc.).

e) Máquinas e equipamentos

e.1) *Linhas de transmissão operando em tensão maior que 34,5 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 igual ou menor que 34,5 kV*

e.2.1) Bancos de capacitores fixos ou automáticos;
e.2.2) Chaves seccionadoras tipo faca;
e.2.3) Chaves a óleo, vácuo ou gás;
e.2.4) Condutores nus de alumínio, cobre ou aço;
e.2.5) Condutores isolados de cobre, alumínio ou aço;
e.2.6) Postes de concreto, madeira ou ferro;
e.2.7) Reguladores de tensão;
e.2.8) Religadores;
e.2.9) Transformadores de distribuição;
e 2.10) Seccionalizadores; e
e.2.11) 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 (quando de classe de tensão superior a 6 kV); e
e.3.4) Transformadores de potencial (quando de classe de tensão superior a 6 kV);.

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 (quando de classe de tensão igual ou superior a 34,5 kV); ;
e.4.6) Disjuntores;
e.4.7) Pára-raios de alta tensão (quando de classe de tensão igual ou superior a 34,5 kV);
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, retificadores, geradores, grupo motor-gerador, painéis solares, geradores eólicos, etc.);
e.4.12) Subestações blindadas;
e.4.13) Subestações móveis;
e.4.14) Transformadores de corrente (quando de classe de tensão superior a 6 kV);
e.4.15) Transformadores de força ou autotransformadores;
e.4.16) Transformadores de potencial (quando de classe de tensão superior a 6 kV);
e.4.17) Transformadores de serviço auxiliar;
e.4.18) Transformadores de aterramento; e
e.4.19) Reatores/Resistores de aterramento;
e.4.20) Estrutura suporte de equipamento e barramento;

e.4.21) Sistema de serviços (sistema de abastecimento e tratamento d´água, sistema de iluminação, sistema de coleta de lixo, etc.);
e.4.22) Urbanização e benfeitorias (estacionamento, cercas, muros, jardins, pavimentação, etc.).

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) Turbogeradores;
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

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

27. 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
Medidores	ME

CLASSE DE TENSÃO	STATUS
15 kV	15
23 kV	23

34,5 kV	34,5
69 kV	69
138 kV	138

Usinas

28. Todos os equipamentos relacionados às usinas devem ser levantados em campo, para análise de sua operacionalidade e identificação de suas características técnicas, de forma unívoca.

29. 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

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

31. 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

32. Os controles da concessionária no que se refere às instalações existentes de linhas e redes deverão ser validados com base em levantamentos de campo dos equipamentos das linhas e redes dos conjuntos de unidades consumidoras selecionados, pela ANEEL, para vistoria.

33. Os seguintes bens devem ser objeto de vistoria, quanto às suas características técnicas cadastradas: postes (material, formato, 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).

34. Para a realização dos trabalhos de campo devem ser tomadas as seguintes providências:

a) vistoriar as linhas e redes selecionadas, tomando-se por base os controles da engenharia GIS – 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.

35. 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.

36. Devem ser mantidos 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.

37. 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.

38. 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.

39. 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

40. Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica e geração associada são classificados em 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, tais como bens cedidos/ocupados por grêmios, clubes, fundações entre outros; bens desocupados/desativados; bens cedidos a terceiros.

41. 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.

42. 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

43. 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.

44. Os imóveis que preencherem os requisitos acima especificados podem ser incluídos na base de remuneração. No entanto, deve ser apresentado uma 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).

45. 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 exposta acima. A solicitação mencionada deve ser devidamente justificada e documentada.

2.4 – ÍNDICE DE APROVEITAMENTO

46. Para os grupos de ativos Terrenos; Edificações, Obras Civis e Benfeitorias e Subestações é aplicado um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica, definindo-se assim o índice de aproveitamento.

47. O índice de aproveitamento de terrenos, edificações e subestações é aplicado sobre o Valor Novo de Reposição, definindo-se o *Índice de Aproveitamento Integral*, e sobre o Valor de Mercado em Uso, definindo-se o *Índice de Aproveitamento Depreciado*.

48. 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

49. 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.

50. 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.

51. 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.

52. 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.

53. Entende-se como Valor Novo de Reposição, o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido a partir dos preços médios praticados pela concessionária.

54. 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.

55. Por fim, o Valor do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS que compõe a base de remuneração é definido pela aplicação do Índice de Aproveitamento Depreciado sobre o Valor de Mercado em Uso.

56. Devem ser obedecidos 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.

57. 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.

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

3 – PROCEDIMENTOS DE AVALIAÇÃO

59. 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

60. 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.

61. 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).

62. 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.

63. 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 ser enfatizada e justificada a medida adotada para considerar tal circunstância.

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

65. 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).

66. 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).

67. 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.

68. 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.

69. 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 (m^2 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/Incra;
m) valores venais informados pelos respectivos órgãos responsáveis (Prefeitura/Incra);
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$);
d) área (m^2);
e) valor unitário (R$/$m^2$);
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$/$m^2$);
j) valor unitário médio (R$/$m^2$);
l) desvio-padrão;
m) coeficiente de variação; e
n) mapa, planta ou croqui indicando a localização de cada elemento.

70. Cada dado do elemento utilizado na pesquisa de mercado deve ser verificado até o grau de detalhamento que confira as condições de cotejá-lo com o bem em avaliação.

71. 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 IPCA, calculado pelo IBGE, de acordo com o seu entendimento.

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

73. 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.

74. Para os terrenos, não é 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

75. 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.

76. 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.

77. A determinação do índice de aproveitamento obedece aos seguintes critérios:

- é objeto de remuneração o percentual de terrenos efetivamente utilizados 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.

78. 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

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

80. Deve ser explicitado no relatório de avaliação, os procedimentos e critérios utilizados para validação dos saldos das contas contábeis onde as servidões encontram-se registradas.

81. 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.

82. 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

83. 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, e na Portaria DNAEE nº 815, de 1994, atualizada pela Resolução nº 15, de 1997, e respeitando-se os procedimentos adotados pelo Departamento de Contabilidade da concessionária).

84. 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.

85. 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 VNR, correspondem a um montante superior a 70% do valor novo de reposição da conta Edificações, Obras Civis e Benfeitorias.

86. 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).

87. Para os bens menos representativos, ou seja, aqueles que, ordenados por ordem crescente do 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.

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

89. 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.

90. 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.

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

92. 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.

93. 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%.

94. 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 esteja em operação, calculado por intermédio da aplicação de uma depreciação. A depreciação deve ser aplicada sobre o VNR 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.

95. 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.

96. 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.

97. 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 (m^2);
f) área operacional (m^2); e
g) acréscimos de áreas e respectivas datas de imobilização das reformas realizadas.

98. 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 m^2;
c) caracterização das áreas de estacionamento, circulação, manobras existentes; tipo de pavimentação; áreas totais (m^2); número de vagas cobertas/descobertas; entre outras informações relevantes;
d) caracterização das áreas cobertas (tipo de cobertura, área total em m^2); e
e) caracterização de outras áreas eventualmente existentes.

99. 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.

100. No caso da concessionária ter adquirido no período incremental um imóvel que contenha edificação construída antes de sua aquisição pela concessionária, o valor da edificação obtido para o VNR, conforme o método do custo de reprodução, deverá ser

considerado com a respectiva depreciação correspondente à idade do edifício e à taxa equivalente no período correspondente. A idade do edifício deverá ser comprovada através de documentação (IPTU, Habite-se, etc.). Na hipótese de não haver disponibilidade desta documentação, a ANEEL poderá arbitrar um valor residual para a edificação.

101. No caso de discrepâncias significativas entre o valor de avaliação apresentado e o valor obtido pela atualização do valor contábil, sem a devida justificativa, a ANEEL poderá adotar este último critério para a obtenção do VNR. Para determinação do respectivo VMU, o cálculo deve ser feito respeitando se, necessariamente, os percentuais de depreciação acumulada registrados na contabilidade para cada bem do ativo considerado.

3.4 – USINAS HIDRELÉTRICAS, TÉRMICAS E PCH's

102. Para os ativos de geração, os valores de reposição devem ser obtidos por intermédio de parâmetros de valores de referência (R$/kW). Esses valores são disponibilizados pela ANEEL tomando-se por base a tipologia, características físicas e custos realizados de usinas construídas nos últimos anos, além do estudo da FGV "Análise do cálculo do valor econômico da tecnologia específica da fonte – VETEF para implantação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA – Fevereiro de 2004.

103. 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.

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

105. 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

106. São objeto de avaliação os seguintes bens:

a) linhas de transmissão operando em tensão maior que 34,5 kV;
b) redes de distribuição operando em tensão igual ou menor que 34,5 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

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

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

109. 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.

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

- Linhas e Redes

111. Para validar os controles da concessionária no que se refere às instalações existentes de linhas e redes, deve ser efetuado levantamento de campo dos equipamentos das linhas e redes dos conjuntos de unidades consumidoras, selecionados pela ANEEL, para vistoria.

112. Os seguintes itens devem ser objeto de levantamento/vistoria, quanto aos seus dados cadastrados: postes (material, formato, 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).

113. Para a realização dos trabalhos de campo deve ser observado o seguinte:

a) vistoriar as linhas e redes selecionadas, tomando-se por base os controles da engenharia GIS, 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.

114. 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.

115. Devem ser mantidos 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.

116. 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.

117. 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.

118. 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.

119. 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 24, 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 calculo 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 *cluster*[5] existente na área de concessão sob análise, a quantidade de conjuntos a serem sorteados. Utilizando-se da técnica de amostragem estratificada proporcional[6], 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 compõe cada cluster pela quilometragem total da rede área 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;

[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.

n : numero total de conjuntos que compõem o cluster k;
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, 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

120. As instalações de iluminação pública não estão compreendidas no conceito de linhas e redes dos conjuntos de unidades consumidoras. Assim, não se faz necessário levantar em campo os quantitativos e características das instalações de iluminação pública.

121. Deve ser verificado 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. Deve ser explicitada a metodologia, critérios, cálculos efetuados e quantitativos das instalações de iluminação pública, consideradas no laudo de avaliação, identificado e separado por município e região.

- Medidores

122. 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-se 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, deve se 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); e ter uma determinada característica esperada na concessionária (P0):

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

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 deve se 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%, deve-se 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

123. 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 acumulado, por bem, registrado 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.

124. 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.

125. Para a alocação, na conta Máquinas e Equipamentos, das bases de concreto de equipamentos, devem ser observados os critérios definidos no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, na Resolução nº 240, de 2006, e na Portaria DNAEE nº 815/1994, atualizada pela Resolução nº 015, de 1997.

126. 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.

127. 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.

128. 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)

129. O VNR 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

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

131. O Banco de Preços da concessionária deverá ser formado com base em informações de todas as compras efetivamente realizadas pela concessionária, no período entre ciclos (data-base dos laudos). Para apuração do valor unitário médio ponderado na data-base do Laudo do 2º ciclo deverá ser considerada, por código de material, a aquisição dos bens ocorrida nos 2 (dois) últimos anos anteriores à data-base do Laudo do 2º ciclo. Somente para os bens que não tenham sido adquiridos neste período de 2 (dois) anos é que deverá ser considerado o período compreendido entre os ciclos (datas-base dos laudos). Deverá ser considerada a data de pagamento do bem e os valores deverão ser atualizados para a data base do Laudo.

132. Os impostos recuperáveis, conforme legislação em vigor,devem ser excluídos dos valores das compras praticadas pela concessionária.

- Componentes Menores – COM

133. Os materiais acessórios dos equipamentos principais (Unidades de Cadastro – UC e Unidades de Adição e Retirada – UAR), 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, de 1994, a Resolução nº 15, de 1997, e legislação subseqüente.

134. O custo do Componente Menor será definido através de percentuais obtidos a partir de análise da totalidade das Ordens de Imobilização (ODI´s) executadas desde a última revisão de cada distribuidora. Do total de ODI´s deverão ser expurgadas aquelas que contenham registros apropriados indevidamente. Também deverão ser expurgados, por obra, os materiais referentes ao kit padrão de baixa renda.

- Custo Adicional – CA

135. O Custo Adicional é o custo necessário para colocação do bem em operação, formado pelos custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete, sendo aplicado sobre o valor do equipamento acrescido dos componentes menores.

136. O Custo Adicional será definido através de percentuais obtidos a partir de análise da totalidade das Ordens de Imobilização (ODI) executadas desde a última revisão de cada distribuidora. Do total de ODI´s deverão ser expurgadas aquelas que contenham registros apropriados indevidamente. Também deverão ser expurgados, por obra, os custos adicionais referentes à instalação do kit padrão de baixa renda.

137. As bases para apuração dos preços médios, componentes menores e custos adicionais deverão ser mantidas pela concessionária, em separado, à disposição da fiscalização. Todas as premissas e cálculos efetuados deverão ser apresentados à fiscalização, em meio magnético, na linguagem Excel, conforme planilha a ser disponibilizada, com todas as informações e fórmulas necessárias ao entendimento dos cálculos.

- Juros sobre Obras em Andamento – JOA

~~138. Os JOA são definidos regulatoriamente e calculados considerando-se o WACC após impostos, e aplicando-se a fórmula abaixo, de acordo com as seguintes considerações:~~

~~- prazos médios de construção: 3 meses para redes de distribuição aéreas e subterrâneas, 12 meses para Subestações; 8 meses para Linhas de Transmissão (operando em tensão maior que 34,5 kV); e 12 meses para Linhas de Transmissão Subterrâneas;~~

~~- para subestações e linhas de transmissão, deve se considerar fluxo financeiro de 40% de desembolso distribuído de forma homogênea ao longo da primeira metade do prazo de construção considerado, e 60% distribuído de forma homogênea ao longo da segunda e última metade do prazo de construção considerado;~~

~~- para redes de distribuição, deve-se considerar fluxo financeiro de 26,7%, 33,3% e 40% de desembolso distribuído respectivamente no 1º, 2º e 3º mês no prazo de construção considerado.~~

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

~~*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:~~

~~d_1~~	~~d_2~~	~~d_3~~	~~d_4~~	~~d_5~~	~~d_6~~	~~d_7~~	~~d_8~~	~~d_9~~	~~d_1~~	~~d_1~~	~~d_{12}~~
~~6,67%~~	~~6,67%~~	~~6,67%~~	~~6,67%~~	~~6,66%~~	~~6,66%~~	~~10%~~	~~10%~~	~~10%~~	~~10%~~	~~10%~~	~~10%~~

~~Para linhas de transmissão:~~

~~d_1~~	~~d_2~~	~~d_3~~	~~d_4~~	~~d_5~~	~~d_6~~	~~d_7~~	~~d_8~~
~~10%~~	~~10%~~	~~10%~~	~~10%~~	~~15%~~	~~15%~~	~~15%~~	~~15%~~

~~Para linhas de transmissão subterrânea:~~

~~d_1~~	~~d_2~~	~~d_3~~	~~d_4~~	~~d_5~~	~~d_6~~	~~d_7~~	~~d_8~~	~~d_9~~	~~d_1~~	~~d_1~~	~~d_{12}~~
~~6,67%~~	~~6,67%~~	~~6,67%~~	~~6,67%~~	~~6,66%~~	~~6,66%~~	~~10%~~	~~10%~~	~~10%~~	~~10%~~	~~10%~~	~~10%~~

~~Para redes de distribuição:~~

~~d_1~~	~~d_2~~	~~d_3~~
~~26,7%~~	~~33,3%~~	~~40,0%~~

~~139. Não serão admitidos JOA aplicados nos medidores.~~

~~140. Desse modo, o 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.~~

141. Os bens que não apresentam similaridade com aqueles relacionados no Banco de Preços da concessionária 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 (transformadores de força, de distribuição e de serviços auxiliares), e Indústria de Transformação – Material Elétrico – Outros, coluna 41 (para os demais bens pertencentes a redes de distribuição, linhas de transmissão, medidores, equipamentos de subestação e equipamentos de geração, apurados pela FGV.

- Índice de Aproveitamento das Máquinas e Equipamentos de Subestações

142. Aplicar o índice de aproveitamento em máquinas e equipamentos de subestações sobre o VNR.

143. 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.

144. 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.

145. 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.

146. 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.

147. 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.

148. 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.

149. A aplicação do índice de aproveitamento deve incidir sobre os seguintes equipamentos da subestação: transformador de força, disjuntor, chaves seccionadoras, barramento, transformadores de corrente e religadores. Os demais bens e instalações como cercas, casa de controle, bases, etc., devem ser excluídas da aplicação do índice de aproveitamento.

150. 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.

- Programa Luz Para Todos – PLPT

151. Os investimentos realizados em ativos do Programa Luz Para Todos - PLPT deverão ser claramente identificados, conforme planilhas forneceidas pela ANEEL.

152. Na participação das fontes de recursos referentes à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, Estados, Municípios e Reserva Global de Reversão – RGR, serão considerados os montantes contratados, caso o contrato já tenha sido integralmente executado fisicamente, ou então proporcionalizados quando o contrato ainda estiver em execução.

153. A concessionária deverá apresentar quadro demonstrativo dos valores avaliados (VNR, VMU e VBR), conforme quadro 9 – Resumo de Valores – Programa Luz Para Todos – LPT.

154. O saldo dos investimentos realizados a partir de financiamento com recursos da RGR será remunerado pela taxa de 6,72% a.a., que corresponde à taxa equivalente que

~~iguala o valor presente dos fluxos de caixa do financiamento e o tarifário. Para estimativa dessa taxa equivalente, considerou-se um fluxo de caixa do financiamento com dois anos de carência e mais dez anos para amortização do principal a uma taxa de 6% a.a.. Já para o fluxo de caixa tarifário, considerou-se uma taxa de depreciação média de 4,5%, ou seja, um período de 22 anos.~~

~~3.6 – VEÍCULOS~~

~~155. 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.~~

~~156. 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.~~

~~157. 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.~~

~~158. 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. O valor de mercado em uso será obtido de modo idêntico ao utilizado para máquinas e equipamentos.~~

~~159. 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.~~

~~160. Pode-se utilizar o método expedito para a avaliação desses bens, por meio da atualização dos respectivos valores históricos contábeis pelo IPCA.~~

~~3.7 – MÓVEIS E UTENSÍLIOS~~

~~161. Os móveis e utensílios também não são considerados na composição da base de remuneração. Contudo, deverão ser avaliados juntamente com os outros bens, conforme o procedimento a seguir.~~

~~162. 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.~~

~~163. 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.~~

164. 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.

165. 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.

166. Deve ser utilizado o método expedito para a avaliação desses bens, por meio da atualização dos respectivos valores históricos contábeis pelo IPCA.

3.8 – SOFTWARES

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

168. Deve ser efetuado 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.

169. 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.

170. O valor de reposição desses bens é determinado por meio da atualização dos respectivos valores históricos contábeis pelo IPCA.

171. 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 – ALMOXARIFADO DE OPERAÇÃO

172. 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

173. 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.

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

174. 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.

175. A depreciação dos ativos adquiridos com recursos oriundos das Obrigações Especiais não é 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 Obrigações Especiais sejam amortizadas às mesmas taxas de depreciação, usando-se uma taxa média, a partir da revisão tarifária.

176. Em atendimento às disposições contidas nesta Resolução, 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 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 ODI.

177. 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 de Distribuição, 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 de Distribuição, 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.

178. A partir do segundo ciclo de revisão tarifária, as quotas de depreciação dos bens constituídos com recursos de Obrigações Especiais, independentemente da sua data de formação, deverão ter seus efeitos anulados no resultado contábil, de acordo com o estabelecido no Despacho nº 3.073, de 28 de dezembro de 2006, do Superintendente de Fiscalização Econômica e Financeira da ANEEL, o qual aprova alterações no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica. A cota de reintegração calculada sobre o valor do bem adquirido com recurso de Obrigação Especial debitada na conta 615.0X.XX (Naturezas de Gastos 53 – Depreciação e 55 – Amortização), será transferida a débito da subconta 223.0X.X.5 06 – Participações e Doações – Reintegração Acumulada – AIS – Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, de forma que o efeito desta despesa seja anulado no resultado do exercício. Para a apuração do valor da reintegração, deverá ser utilizada a taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos de Obrigações Especiais.

3.12 – CONCILIAÇÃO FÍSICO-CONTÁBIL

179. 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 ODI's 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.

180. 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.

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

182. As sobras físicas apuradas no processo de conciliação físico-contábil devem ser avaliadas e identificadas no Laudo de Avaliação e somente serão aceitas mediante comprovação através de notas fiscais.

183. 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) para os bens de forma de cadastramento individual: atribuir a data de capitalização da ODI/Conta, em que está localizada o bem;
b) para os bens de forma de cadastramento massa: atribuir a data do bem idêntico mais antigo da ODI/Conta.

184. As sobras contábeis não devem ser avaliadas.

185. 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

186. A data base do laudo de avaliação deve ser o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do segundo ciclo de cada concessionária de distribuição de serviço público de energia elétrica.

187. Os laudos de avaliação deverão ser protocolados na ANEEL, até 4 (quatro) meses antes da data prevista para Reunião Deliberativa Pública da Diretoria da ANEEL para homologação da revisão tarifária periódica.

188. As informações contábeis referentes às adições, baixas, depreciação e obrigações especiais ocorridas entre a data-base do laudo de avaliação e o mês contábil fechado, com o respectivo Balancete Mensal Padronizado – BMP, anterior à data da revisão tarifária deverão ser encaminhadas à ANEEL conforme modelo de planilha a ser fornecido pela ANEEL. Essas informações, após analisadas e validadas pela fiscalização, deverão compor a base de remuneração, desde que apresentadas à ANEEL com a antecedência de 50 (cinqüenta) dias antes da data da revisão.

189. O laudo de avaliação deverá conter, no mínimo, as seguintes informações:

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 e mapa da área de concessão);
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 construiva, 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 forçado: 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 transmissão operando em tensão maior que 34,5 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 transmissão operando em tensão maior que 34,5 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 VNR's 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 VNR's 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 VNR's 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 (VNR 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:

- Quadro 1 – Base blindada atualizada 1º ciclo;
- Quadro 2 – Resumo por conta;
- Quadro 3 – Resumo consolidado por conta – base blindada atualizada 1º ciclo + incremental 2º ciclo (bens elegíveis);
- Quadro 4 – Resumo consolidado por atividade/conta;
- Quadro 5 – Resumo consolidado por conta - base blindada atualizada 1º ciclo + incremental 2º ciclo (bens elegíveis);
- Quadro 6 – Resumo consolidado da base blindada atualizada 1º ciclo + incremental 2º ciclo (bens elegíveis);
- Quadro 7 – Resumo de sobras;
- Quadro 8 – Comparativo contábil x avaliado do incremental 2º ciclo;
- Quadro 9 – Resumo de valores – Programa Luz para Todos – LPT.

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.
k) Cópia dos contratos com os prestadores de serviços (terceiros) referentes aos trabalhos de instalação e/ou remoção de obras de redes de distribuição e de medidores;
l) Cópia dos contratos das obras realizadas em regime "turn-key"
m) Cópia dos contratos com a Eletrobrás referente ao Programa Luz para Todos;
n) Cópia dos convênios com o Governo Estadual referente à participação no Programa Luz para Todos.

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. Almoxarifado de Operação

Indicar os critérios e procedimentos utilizados para apuração do valor da conta Almoxarifado 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

190. 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.

191. 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.

192. 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 vistoriados e considerados na base incremental, incluindo identificação, localização, valores de mercado e de índice de aproveitamento;
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 (VNR, Valor do Índice de Aproveitamento Integral, Depreciação Acumulada, Valor de Mercado em Uso e Valor apurado para a Base de Remuneração), datas de entrada em operação, 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 (VNR, Valor do Índice de Aproveitamento Integral, Depreciação Acumulada Valor de Mercado em Uso, Valor do Índice de Aproveitamento Depreciado e Valor apurado para a base de remuneração), 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 (VNR, Valor do Índice de Aproveitamento Integral, Depreciação Acumulada, Valor de Mercado em Uso, Valor do Índice de Aproveitamento Depreciado e Valor apurado para a base de remuneração), para os terrenos, edificações e benfeitorias e máquinas e equipamentos;
g) relação para cada linha de transmissão operando com tensão maior que 34,5 kV, indicando individualmente os equipamentos/materiais considerados para compor a Base de Remuneração com os respectivos valores apurados (VNR, Valor do Índice de Aproveitamento Integral, Depreciação Acumulada, Valor de Mercado em Uso, Valor do Índice de Aproveitamento Depreciado e Valor apurado para a base de remuneração), datas de entrada em operação, 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 transmissão operando em tensão maior que 34,5 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 (VNR, Valor do Índice de Aproveitamento Integral, Depreciação Acumulada, Valor de Mercado em Uso e Valor apurado para a base de remuneração), datas de entrada em operação, 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 (VNR, Índice de Aproveitamento Integral, Depreciação Acumulada, Índice de Aproveitamento Depreciado, Valor de Mercado em Uso e Valor apurado para a base de remuneração);

k) relação individualizada das demais máquinas, equipamentos e materiais considerados para compor a base de remuneração com os respectivos valores apurados (VNR, Índice de Aproveitamento Integral, Depreciação Acumulada, Índice de Aproveitamento Depreciado, Valor de Mercado em Uso e Valor apurado para a base de remuneração), datas de entrada em operação, 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 (VNR, Índice de Aproveitamento Integral, Depreciação Acumulada, Índice de Aproveitamento Depreciado, Valor de Mercado em Uso e Valor apurado para a base de remuneração), datas de entrada em operação, 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 (termelétrica, 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);

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
Conta contábil	Número patrimônio	Dígito incorporação	ODI	UC concessionária	UC manual de contabilidade	Taxa Anual Depreciação (%)	UAR

Informações contábeis

9	10	11	12	13	14	15	16
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 da base física					Dados do banco de preços	
17	18	19	20	21	22	23
Descrição técnica	Tipo de estrutura	Status Classe Tensão	Reserva	ODI Engenharia	Código do material	Descrição do código do material

Resultado da avaliação								
24	25	26	27	28	29	30	31	32
VNR (R$)	% do Ind. Aprov.	Valor do IA Integral (R$)	VNR Menos IA Integral (R$)	% Depreciação acumulada	Depreciação Acumulada (R$)	VMU (R$)	Valor do IA depreciado (R$)	VBR (R$)

Formação do Valor Novo de Reposição											
Valor de fábrica e de componente menor											
33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
Valor de Fábrica Unitário (R$)	Componente menor unitário (%)	Componente Menor Unitário (R$)	Valor Fábrica mais COM (unitário) (R$)	Qtde. 1	Unidade 1	Fator Conversão kg/m	Qtde. 2	Unidade 2	Total do valor de fábrica (R$)	Total de Componente Menor (R$)	Total de valor de fábrica mais COM (R$)

Formação do Valor Novo de Reposição							
Custo adicional sem JOA						JOA	
45	46	47	48	49	50	51	52
Custo Frete (R$)	Custo Projeto (R$)	Custo Gerenciamento (R$)	Custo Montagem (R$)	Total de custo adicional sem JOA (R$)	Custo Adicional Total (%)	JOA (%)	JOA (R$)

Informações de Atualização					Informações Auxiliares					
53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63
Atualizado (A) ou Banco de Preços (BP) ou Terreno avaliado (TA) ou Edificação orçamento (EO)	Índice Utilizado Para atualização	Índice na data-base	Índice na data de aquisição	Fator atualização	Doação	Incorporação de rede	LPT	Status SE1	Status SE2	Status SE3

Informações Auxiliares						
64	65	66	67	68	69	70
Status GE1	Status GE2	Status GE3	Status Processo regularização	Status Instalação 1	Status Instalação 2	Status Instalação 3

Informações Auxiliares						
71	72	73	74	75	76	77
Identificador de linha no Quadro 2	Identificador de linha no Quadro 4	Status de Elegibilidade	Status de Conciliação	Controle de Abertura Contábil	Controle Numeração Física	Identificador Conjunto Consumidor

Legendas das colunas:

Coluna 37	Informar quantidade avaliada
Coluna 38	Informar unidade (m, kg, pc, m², etc)
Coluna 39	Preencher apenas para os condutores nus cuja unidade no coluna 38 seja kg
Coluna 40	Informar quantidade em metros (m) para os condutores nus e repetir a quantidade da coluna 37 para os demais bens
Coluna 41	Repetir os dados da coluna 38 para todos os bens, exceto para condutores nus cuja unidade a ser informada deve ser metros (m)
Coluna 53	Informar se o bem foi atualizado (A) ou foi utilizado banco de preços (BP) ou foi terreno avaliado (TA) ou edificação calculada via orçamento (EO).
Coluna 54	Informar o índice utilizado (IPCA, INCC, IPA 40 ou IPA 41)
Coluna 55	Informar o índice na data-base do laudo de avaliação
Coluna 56	Informar o índice na data de incorporação do bem
Coluna 58 a 60	Identificar com "x" esses bens

Coluna 61	Informar nome da subestação
Coluna 62	Informar o bay da subestação
Coluna 63	Informar a posição operativa
Coluna 64	Informar nome da usina
Coluna 65	Informar o piso onde se encontra o bem
Coluna 66	Informar posição por piso
Coluna 68	define o tipo da instalação
UHE	usina hidrelétrica
PCH	pequena central hidrelétrica
UTE	usina termoelétrica
SE	subestação
LT	linhas de subtransmissão
RD	rede de distribuição
ED	equipamentos diversos
ME	medidores
Coluna 69	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
Coluna 70	Preencher no caso de imóveis (terrenos e edificações) - numerar o imóvel de acordo com planilha auxiliar de avaliação

o) memória dos cálculos utilizados na composição dos JOA's, Almoxarifado de Operação, Ativo Diferido e Obrigações Especiais.

6 – CREDENCIAMENTO DAS EMPRESAS AVALIADORAS

6.1 – REQUISITOS PARA PARTICIPAR DO CREDENCIAMENTO

193. As pessoas jurídicas 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.

194. 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 ANEEL, para executarem os trabalhos de avaliação dos ativos imobilizados dos agentes do setor elétrico; e

d) empresas que possuírem em seu quadro profissionais que tenham participado, direta ou indiretamente, de empresas que foram suspensas ou descredenciadas.

195. Para estarem aptas ao credenciamento pela ANEEL, as pessoas jurídicas 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 obedeçam rigorosamente aos critérios e metodologia definidos na presente Resolução.

k) a empresa avaliadora proponente deve comprovar que seus profissionais desenvolveram com sucesso trabalhos de avaliação de ativos, 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 dos profissionais 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 5 (cinco) empregados ou sócios, portadores de diploma universitário, com comprovada experiência na execução de trabalhos em empresas de grande porte, sendo pelo menos 3 (três) 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 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.

196. 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.

197. 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.

198. 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.

199. 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.

200. 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

201. A CREDENCIADA terá o seu credenciamento na 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

202. A ANEEL disponibilizará 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.

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

204. 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".

205. A empresa avaliadora credenciada não pode participar, simultaneamente, em mais de 6 (seis) trabalhos. A empresa que descumprir o disposto está sujeita ao descredenciamento por esta Agência.

206. A empresa avaliadora, quando do credenciamento, deverá declarar que não prestará nos 12 (doze) meses posteriores à conclusão do serviço objeto da presente Resolução, outros serviços de consultoria e auditoria 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 presente Resolução.

APÊNDICES

APÊNDICE I – DECLARAÇÃO DE INDEPENDÊNCIA

LOCAL E DATA

A _____(nome da proponente), inscrita no CNPJ/MF sob o n° _____, 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 xxxx.

~~APÊNDICE II – DECLARAÇÃO DE FATO SUPERVENIENTE~~

~~A _____ (nome da proponente), CNPJ/MF n° _____, 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 xxxx.~~

_____

~~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/xxxx

Em Reais

Nº	*DISCRIMINAÇÃO DOS ITENS*	*V A L O R*
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.

APÊNDICE IV – QUADROS RESUMOS

QUADRO 1 – BASE BLINDADA ATUALIZADA 1º CICLO

Concessionária:			
Data-base 1º ciclo:			
Data-base 2º ciclo:			
CONTA	ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO		R$
Intangíveis	VNR	VNR da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	-
		(-) Baixas no VNR da Base do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	-
		VNR da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	-
		(+) Parcela de correção do VNR pelo IGP-M	-
		VNR da Base do 1º ciclo atualizada	-
	Depreciação Acumulada	Depreciação acumulada da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	-
		(-) Baixas na Depreciação acumulada do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	-
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	-
		(+) Parcela de correção da Depreciação acumulada pelo IGP-M	-
		(+) Parcela da depreciação ocorrida entre 1º e 2º ciclos	-
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo atualizada	-
	VMU	VMU da Base do 1º ciclo atualizada	-
	VBR	(-) Parcela do índice de aproveitamento (proporcional ao aplicado no 1º ciclo)	-
		VBR da Base do 1º ciclo atualizada	-
Terrenos	VNR	VNR da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	-
		(-) Baixas no VNR da Base do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	-
		VNR da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	-
		(+) Parcela de correção do VNR pelo IGP-M	-
		VNR da Base do 1º ciclo atualizada	-
	Depreciação Acumulada	Depreciação acumulada da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	-
		(-) Baixas na Depreciação acumulada do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	-
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	-
		(+) Parcela de correção da Depreciação acumulada pelo IGP-M	-
		(+) Parcela da depreciação ocorrida entre 1º e 2º ciclos	-
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo atualizada	-
	VMU	VMU da Base do 1º ciclo atualizada	-
	VBR	(-) Parcela do índice de aproveitamento (proporcional ao aplicado no 1º ciclo)	-
		VBR da Base do 1º ciclo atualizada	-
Reservatórios, Barragens e Adutoras	VNR	VNR da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	-
		(-) Baixas no VNR da Base do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	-
		VNR da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	-
		(+) Parcela de correção do VNR pelo IGP-M	-
		VNR da Base do 1º ciclo atualizada	-
	Depreciação Acumulada	Depreciação acumulada da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	-
		(-) Baixas na Depreciação acumulada do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	-
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	-
		(+) Parcela de correção da Depreciação acumulada pelo IGP-M	-
		(+) Parcela da depreciação ocorrida entre 1º e 2º ciclos	-
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo atualizada	-
	VMU	VMU da Base do 1º ciclo atualizada	-
	VBR	(-) Parcela do índice de aproveitamento (proporcional ao aplicado no 1º ciclo)	-
		VBR da Base do 1º ciclo atualizada	-
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	VNR	VNR da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	-
		(-) Baixas no VNR da Base do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	-
		VNR da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	-
		(+) Parcela de correção do VNR pelo IGP-M	-
		VNR da Base do 1º ciclo atualizada	-
	Depreciação Acumulada	Depreciação acumulada da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	-
		(-) Baixas na Depreciação acumulada do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	-
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	-

		(+) Parcela de correção da Depreciação acumulada pelo IGP-M	-
		(+) Parcela da depreciação ocorrida entre 1º e 2º ciclos	-
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo atualizada	-
	VMU	VMU da Base do 1º ciclo atualizada	-
	VBR	( ) Parcela do índice de aproveitamento (proporcional ao aplicado no 1º ciclo)	-
		VBR da Base do 1º ciclo atualizada	-
Máquinas e Equipamentos	VNR	VNR da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	-
		( ) Baixas no VNR da Base do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	-
		VNR da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	-
		(+) Parcela de correção do VNR pelo IGP-M	-
		VNR da Base do 1º ciclo atualizada	-
	Depreciação Acumulada	Depreciação acumulada da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	-
		( ) Baixas na Depreciação acumulada do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	-
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	-
		(+) Parcela de correção da Depreciação acumulada pelo IGP-M	-
		(+) Parcela da depreciação ocorrida entre 1º e 2º ciclos	-
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo atualizada	-
	VMU	VMU da Base do 1º ciclo atualizada	-
	VBR	( ) Parcela do índice de aproveitamento (proporcional ao aplicado no 1º ciclo)	-
		VBR da Base do 1º ciclo atualizada	-
Veículos	VNR	VNR da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	-
		( ) Baixas no VNR da Base do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	-
		VNR da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	-
		(+) Parcela de correção do VNR pelo IGP-M	-
		VNR da Base do 1º ciclo atualizada	-
	Depreciação Acumulada	Depreciação acumulada da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	-
		( ) Baixas na Depreciação acumulada do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	-
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	-
		(+) Parcela de correção da Depreciação acumulada pelo IGP-M	-
		(+) Parcela da depreciação ocorrida entre 1º e 2º ciclos	-
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo atualizada	-
	VMU	VMU da Base do 1º ciclo atualizada	-
	VBR	( ) Parcela do índice de aproveitamento (proporcional ao aplicado no 1º ciclo)	-
		VBR da Base do 1º ciclo atualizada	-
Móveis e Utensílios	VNR	VNR da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	-
		( ) Baixas no VNR da Base do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	-
		VNR da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	-
		(+) Parcela de correção do VNR pelo IGP-M	-
		VNR da Base do 1º ciclo atualizada	-
	Depreciação Acumulada	Depreciação acumulada da Base aprovada pela ANEEL no 1º ciclo	-
		( ) Baixas na Depreciação acumulada do 1º ciclo ocorridas durante o 2º ciclo	-
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo excluídas as baixas do 2º ciclo	-
		(+) Parcela de correção da Depreciação acumulada pelo IGP-M	-
		(+) Parcela da depreciação ocorrida entre 1º e 2º ciclos	-
		Depreciação acumulada da Base do 1º ciclo atualizada	-
	VMU	VMU da Base do 1º ciclo atualizada	-
	VBR	( ) Parcela do índice de aproveitamento (proporcional ao aplicado no 1º ciclo)	-
		VBR da Base do 1º ciclo atualizada	-
Total AIS	VNR		-
	Depreciação Acumulada		-
	VMU		-
	VBR		-

CONTA	DEMAIS CONTAS INTEGRANTES DA BASE DE REMUNERAÇÃO	R$
Almoxarifado em Operação	Almoxarifado em operação do 1º ciclo	-
	(+) Parcela da correção pelo IGP-M	-
	(+) Ajuste movimentações no 2º ciclo	-

	~~Almoxarifado em operação do 1º ciclo atualizado~~	-
~~Ativo Diferido~~	~~Ativo Diferido do 1º ciclo~~	-
	~~(+) Parcela da correção pelo IGP-M~~	-
	~~(+) Ajuste movimentações no 2º ciclo~~	-
	~~Ativo Diferido do 1º ciclo atualizado~~	-
~~Capital de Giro~~	~~Capital de Giro do 1º ciclo~~	-
	~~(+) Parcela da correção pelo IGP-M~~	-
	~~(+) Ajuste do 2º ciclo~~	-
	~~Capital de Giro do 1º ciclo atualizado~~	-
~~Obrigações Especiais~~	~~OE no 1º ciclo~~	-
	~~(+) Parcela da correção pelo IGP-M~~	-
	~~OE do 1º ciclo atualizada~~	-

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

QUADRO 2 – RESUMO POR CONTA

O quadro a seguir deve ser preenchido para: 2A) BASE BLINDADA ATUALIZADA 1º CICLO; 2B) BASE INCREMENTAL 2º CICLO (BENS ELEGÍVEIS); 2C) BASE INCREMENTAL 2º CICLO (BENS NÃO ELEGÍVEIS)

CONTA CONTÁBIL	DADOS CONTÁBEIS				DADOS DO RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO										
	Valor Original (Custo Corrigido) (R$)	Depreciação Acumulada (R$)	Valor Residual (R$)	% Deprec.	Valor Novo de Reposição (VNR) (R$)				IA Integral (R$)	VNR menos valor do IA Integral (R$)	Depreciação Acumulada (R$)	Valor de Mercado em Uso (VMU) (R$)	IA Deprec. (R$)	Valor na BRR (VBR) (R$)	% Deprec.
					VF	COM	CA	VNR							
	a	b	c	d=b/a	e	f	G	h=e+f+g	i	j=h-i	k	l=h-k	m	n=l-m	o=k/h
1 - INTANGÍVEIS - total															
1.1 - Servidões permanentes															
1.2 - Softwares															
1.3 - Outros															
2 - TERRENOS - total															
2.1 - Terrenos - geração															
2.2 - Terrenos - distribuição															
2.3 - Terrenos - administração															
2.4 - Terrenos - comercialização															
3 - RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS - total															
4 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - total															
4.1 - Edificações, obras civis e benfeitorias - geração															
4.2 - Edificações, obras civis e benfeitorias - distribuição															
4.3 - Edificações, obras civis e benfeitorias - administração															
4.4 - Edificações, obras civis e benfeitorias - comercialização															
5 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - total															
5.1 - Máquinas e equipamentos - geração															
5.2 - Máquinas e equipamentos - distribuição															
5.3 - Máquinas e equipamentos - administração															
5.4 - Máquinas e equipamentos - comercialização															
6 - VEÍCULOS - total															
6.1 - Veículos - geração															
6.2 - Veículos - distribuição															
6.3 - Veículos - administração															
6.4 - Veículos - comercialização															
7 - MÓVEIS E UTENSÍLIOS - total															
7.1 - Móveis e utensílios - geração															
7.2 - Móveis e utensílios - distribuição															
7.3 - Móveis e utensílios - administração															
7.4 - Móveis e utensílios - comercialização															
TOTAL GERAL AIS ELEGÍVEL															
ALMOXARIFADO DE OPERAÇÃO															
ATIVO DIFERIDO															
OBRIGAÇÕES ESPECIAIS															
TOTAL BASE DE REMUNERAÇÃO															

Legenda: VF: Valor de Fábrica; COM: Componente menor; CA: Custo adicional; BRR: Base de remuneração; IA: Índice de aproveitamento

Observação: Para a base blindade atualizada, preencher apenas o campo (h) no item VNR.

QUADRO 3 – RESUMO CONSOLIDADO POR CONTA - BASE BLINDADA ATUALIZADA 1º CICLO + INCREMENTAL 2º CICLO (BENS ELEGÍVEIS)

CONTA CONTÁBIL	DADOS CONTÁBEIS				DADOS DO RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO										
	Valor Original (Custo Corrigido) (R$)	Depreciação Acumulada (R$)	Valor Residual (R$)	% Deprec.	Valor Novo de Reposição (VNR) (R$)				IA Integral (R$)	VNR menos valor do IA Integral (R$)	Depreciação Acumulada (R$)	Valor de Mercado em Uso (VMU) (R$)	IA Deprec. (R$)	Valor na BRR (VBR) (R$)	% Deprec.
					VF	COM	CA	VNR							
	a	b	c	d=b/a	e	f	G	h=e+f+g	i	j=h-i	k	l=h-k	m	n=l-m	o=k/h
1 - INTANGÍVEIS - total															
1.1 - Servidões permanentes - 1º ciclo															
1.1 - Servidões permanentes - 2º ciclo															
1.2 - Softwares - 1º ciclo															
1.2 - Softwares - 2º ciclo															
1.3 - Outros - 1º ciclo															
1.3 - Outros - 2º ciclo															
2 - TERRENOS - total															
2.1 - Terrenos - geração - 1º ciclo															
2.1 - Terrenos - geração - 2º ciclo															
2.2 - Terrenos - distribuição - 1º ciclo															
2.2 - Terrenos - distribuição - 2º ciclo															
2.3 - Terrenos - administração - 1º ciclo															
2.3 - Terrenos - administração - 2º ciclo															
2.4 - Terrenos - comercialização - 1º ciclo															
2.4 - Terrenos - comercialização - 2º ciclo															
3 - RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS - total															
3 - RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS - 1º ciclo															
3 - RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS - 2º ciclo															
4 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - total															
4.1 - Edificações, obras civis e benfeitorias - geração - 1º ciclo															
4.1 - Edificações, obras civis e benfeitorias - geração - 2º ciclo															
4.2 - Edificações, obras civis e benfeitorias - distribuição - 1º ciclo															
4.2 - Edificações, obras civis e benfeitorias - distribuição - 2º ciclo															
4.3 - Edificações, obras civis e benfeitorias - administração - 1º ciclo															
4.3 - Edificações, obras civis e benfeitorias - administração - 2º ciclo															
4.4 - Edificações, obras civis e benfeitorias - comercialização - 1º ciclo															
4.4 - Edificações, obras civis e benfeitorias - comercialização - 2º ciclo															
5 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - total															
5.1 - Máquinas e equipamentos - geração - 1º ciclo															
5.1 - Máquinas e equipamentos - geração - 2º ciclo															
5.2 - Máquinas e equipamentos - distribuição - 1º ciclo															
5.2 - Máquinas e equipamentos - distribuição - 2º ciclo															
5.3 - Máquinas e equipamentos - administração - 1º ciclo															
5.3 - Máquinas e equipamentos - administração - 2º ciclo															
5.4 - Máquinas e equipamentos - comercialização - 1º ciclo															
5.4 - Máquinas e equipamentos - comercialização - 2º ciclo															
6 - VEÍCULOS - total															
6.1 - Veículos - geração - 1º ciclo															
6.1 - Veículos - geração - 2º ciclo															

~~6.2 - Veículos - distribuição - 1º ciclo~~															
~~6.2 - Veículos - distribuição - 2º ciclo~~															
~~6.3 - Veículos - administração - 1º ciclo~~															
~~6.3 - Veículos - administração - 2º ciclo~~															
~~6.4 - Veículos - comercialização - 1º ciclo~~															
~~6.4 - Veículos - comercialização - 2º ciclo~~															
~~7 - MÓVEIS E UTENSÍLIOS - total~~															
~~7.1 - Móveis e utensílios - geração - 1º ciclo~~															
~~7.1 - Móveis e utensílios - geração - 2º ciclo~~															
~~7.2 - Móveis e utensílios - distribuição - 1º ciclo~~															
~~7.2 - Móveis e utensílios - distribuição - 2º ciclo~~															
~~7.3 - Móveis e utensílios - administração - 1º ciclo~~															
~~7.3 - Móveis e utensílios - administração - 2º ciclo~~															
~~7.4 - Móveis e utensílios - comercialização - 1º ciclo~~															
~~TOTAL GERAL AIS ELEGÍVEL~~															
~~ALMOXARIFADO DE OPERAÇÃO~~															
~~ATIVO DIFERIDO~~															
~~OBRIGAÇÕES ESPECIAIS~~															
~~TOTAL BASE DE REMUNERAÇÃO~~															

~~Legenda: VF: Valor de Fábrica; COM: Componente menor; CA: Custo adicional; BRR: Base de remuneração; IA: Índice de aproveitamento~~

~~Observação: Para a base blindade atualizada, preencher apenas o campo (h) no item VNR.~~

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

QUADRO 4 – RESUMO CONSOLIDADO POR CONTA

O quadro a seguir deve ser preenchido para: 4A) BASE BLINDADA ATUALIZADA 1º CICLO; 4B) BASE INCREMENTAL 2º CICLO (BENS ELEGÍVEIS); 4C) BASE INCREMENTAL 2º CICLO (BENS NÃO ELEGÍVEIS)

CONTA CONTÁBIL	Valor Contábil Deprec. (R$)	DADOS DO RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO										
		Valor Novo de Reposição (VNR) (R$)				IA Integral (R$)	VNR menos valor do IA Integral (R$)	Depreciação Acumulada (R$)	Valor de Mercado em Uso (VMU) (R$)	IA Deprec. (R$)	Valor na BRR (VBR) (R$)	% Total do AIS
		VF	COM	CA	VNR							
1 TOTAL GERAÇÃO		e	f	g	h=e+f+g	i	j=h-i	K	l=h-k	m	n=l-m	o=k/h
1.1 TOTAL USINAS TERMOELÉTRICAS												
1.1.1 TERRENOS												
1.1.2 EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS												
1.1.3 MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS												
1.1.4 SUBESTAÇÕES												
1.2 TOTAL USINAS HIDRELÉTRICAS												
1.2.1 TERRENOS												
1.2.2 EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS												
1.2.3 MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS												
1.2.4 SUBESTAÇÕES												
1.2.5 RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS												
2 TOTAL DISTRIBUIÇÃO												
2.1 TOTAL SUBESTAÇÕES												
2.1.1 TERRENOS												
2.1.2 EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS												
2.1.3 MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS												
2.2 TOTAL LINHAS E REDES												
2.2.1 MATERIAS E EQUIPAMENTOS - REDE DISTRIBUIÇÃO												
2.2.2 MATERIAS E EQUIPAMENTOS - LINHA SUBTRANSMISSÃO												
2.2.3 CABOS - REDE DE DISTRIBUIÇÃO												
2.2.4 CABOS - LINHA SUBTRANSMISSÃO												
3 OUTROS IMÓVEIS (não associados a geração ou distribuição)												
3.1 OUTROS TERRENOS												
3.2 OUTRAS EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS												
4 MEDIDORES												
5 ILUMINAÇÃO PÚBLICA												
6 VEÍCULOS												
7 MÓVEIS E UTENSÍLIOS												
8 INTANGÍVEIS												
9 MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ADMINISTRAÇÃO												
TOTAL ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO												

Legenda: VF: Valor de Fábrica; COM: Componente menor; CA: Custo adicional; BRR: Base de remuneração; IA: Índice de aproveitamento

Observação: Para a base blindade atualizada, preencher apenas o campo (h) no item VNR.

QUADRO 5 – RESUMO CONSOLIDADO POR CONTA - BASE BLINDADA ATUALIZADA 1º CICLO + INCREMENTAL 2º CICLO (BENS ELEGÍVEIS)

CONTA CONTÁBIL	Valor Contábil Deprec. (R$)	DADOS DO RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO										
		Valor Novo de Reposição (VNR) (R$)				IA Integral (R$)	VNR menos valor do IA Integral (R$)	Depreciação Acumulada (R$)	Valor de Mercado em Uso (VMU) (R$)	IA Deprec. (R$)	Valor na BRR (VBR) (R$)	% Total do AIS
		VF	COM	CA	VNR							
		e	f	g	h=e+f+g	i	j=h-i	K	l=h-k	m	n=l-m	o=k/h
1 - TOTAL GERAÇÃO												
1.1 - TOTAL USINAS TERMOELÉTRICAS												
1.1.1 - TERRENOS - 1º ciclo												
1.1.1 - TERRENOS - 2º ciclo												
1.1.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - 1º ciclo												
1.1.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - 2º ciclo												
1.1.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - 1º ciclo												
1.1.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - 2º ciclo												
1.1.4 - SUBESTAÇÕES - 1º ciclo												
1.1.4 - SUBESTAÇÕES - 2º ciclo												
1.2 - TOTAL USINAS HIDRELÉTRICAS												
1.2.1 - TERRENOS - 1º ciclo												
1.2.1 - TERRENOS - 2º ciclo												
1.2.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - 1º ciclo												
1.2.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - 2º ciclo												
1.2.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - 1º ciclo												
1.2.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - 2º ciclo												
1.2.4 - SUBESTAÇÕES - 1º ciclo												
1.2.4 - SUBESTAÇÕES - 2º ciclo												
1.2.5 - RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS - 1º ciclo												
1.2.5 - RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS - 2º ciclo												
2 - TOTAL DISTRIBUIÇÃO												
2.1 - TOTAL SUBESTAÇÕES												
2.1.1 - TERRENOS - 1º ciclo												
2.1.1 - TERRENOS - 2º ciclo												
2.1.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - 1º ciclo												
2.1.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - 2º ciclo												
2.1.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - 1º ciclo												
2.1.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - 2º ciclo												
2.2 - TOTAL LINHAS E REDES												
2.2.1 - MATERIAS E EQUIPAMENTOS - REDE DISTRIBUIÇÃO - 1º ciclo												
2.2.1 - MATERIAS E EQUIPAMENTOS - REDE DISTRIBUIÇÃO - 2º ciclo												
2.2.2 - MATERIAS E EQUIPAMENTOS - LINHA SUBTRANSMISSÃO - 1º ciclo												
2.2.2 - MATERIAS E EQUIPAMENTOS - LINHA SUBTRANSMISSÃO - 2º ciclo												
2.2.3 - CABOS - REDE DE DISTRIBUIÇÃO - 1º ciclo												
2.2.3 - CABOS - REDE DE DISTRIBUIÇÃO - 2º ciclo												
2.2.4 - CABOS - LINHA SUBTRANSMISSÃO - 1º ciclo												
2.2.4 - CABOS - LINHA SUBTRANSMISSÃO - 2º ciclo												
3 - OUTROS IMÓVEIS (não associados a geração ou distribuição)												

~~3.1 - OUTROS TERRENOS - 1º ciclo~~												
~~3.1 - OUTROS TERRENOS - 2º ciclo~~												
~~3.2 - OUTRAS EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - 1º ciclo~~												
~~3.2 - OUTRAS EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - 2º ciclo~~												
~~4 - MEDIDORES - 1º ciclo~~												
~~4 - MEDIDORES - 2º ciclo~~												
~~5 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA - 1º ciclo~~												
~~5 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA - 2º ciclo~~												
~~6 - VEÍCULOS - 1º ciclo~~												
~~6 - VEÍCULOS - 2º ciclo~~												
~~7 - MÓVEIS E UTENSÍLIOS - 1º ciclo~~												
~~7 - MÓVEIS E UTENSÍLIOS - 2º ciclo~~												
~~8 - INTANGÍVEIS - 1º ciclo~~												
~~8 - INTANGÍVEIS - 2º ciclo~~												
~~9 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ADMINISTRAÇÃO - 1º ciclo~~												
~~9 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ADMINISTRAÇÃO - 2º ciclo~~												
~~TOTAL ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO~~												

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

QUADRO 6 – RESUMO CONSOLIDADO DA BASE BLINDADA ATUALIZADA 1º CICLO + INCREMENTAL 2º CICLO (BENS ELEGÍVEIS)

Concessionária:								
Data-base 1º ciclo:								
Data-base 2º ciclo:								
Conta		VNR (R$)	IA INTEGRAL (R$)	VNR IA INTEGRAL (R$)	Depreciação (R$)	VMU (R$)	IA DEPRECIADO (R$)	VBR (R$)
Intangíveis	Atualização do 1º ciclo	-	-	-	-	-	-	-
	Incremental do 2º ciclo	-	-	-	-	-	-	-
	Total da avaliação Intangíveis	-	-	-	-	-	-	-
Terrenos	Atualização do 1º ciclo	-	-	-	-	-	-	-
	Incremental do 2º ciclo	-	-	-	-	-	-	-
	Total da avaliação Terrenos	-	-	-	-	-	-	-
Reservatórios, Barragens e Adutoras	Atualização do 1º ciclo	-	-	-	-	-	-	-
	Incremental do 2º ciclo	-	-	-	-	-	-	-
	Total da avaliação Reser., Barr. e Adut.	-	-	-	-	-	-	-
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	Atualização do 1º ciclo	-	-	-	-	-	-	-
	Incremental do 2º ciclo	-	-	-	-	-	-	-
	Total da avaliação Edif., Obras Civis e Benf.	-	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	Atualização do 1º ciclo	-	-	-	-	-	-	-
	Incremental do 2º ciclo	-	-	-	-	-	-	-
	Total da avaliação Máquinas e Equipamentos	-	-	-	-	-	-	-
Veículos	Atualização do 1º ciclo	-	-	-	-	-	-	-
	Incremental do 2º ciclo	-	-	-	-	-	-	-
	Total da avaliação Veículos	-	-	-	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	Atualização do 1º ciclo	-	-	-	-	-	-	-
	Incremental do 2º ciclo	-	-	-	-	-	-	-
	Total da avaliação Móveis e Utensílios	-	-	-	-	-	-	-
Total do Ativo Imobilizado em Serviço		-	-	-	-	-	-	-
Almoxarifado de Operação								-
Ativo Diferido								-
Obrigações Especiais	Atualização do 1º ciclo							-
	Incremental do 2º ciclo	-			-	-	-	-
	Total da conta Obrigações Especiais	-			-	-	-	-
Total da Base de Remuneração		-	-	-	-	-	-	-

QUADRO 7 – RESUMO DE SOBRAS

O quadro a seguir deve ser preenchido para: 7A) BASE INCREMENTAL 2º CICLO (BENS ELEGÍVEIS); 7B) BASE INCREMENTAL 2º CICLO (BENS NÃO ELEGÍVEIS)

- 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$)	VBR (R$)	Qtde. de itens	VNR Menos IA (R$)	VBR (R$)	% do total de Itens inventariados	% do VNR – IA Total avaliado	% do VBR Total avaliado	Qtde. 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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.1 - TOTAL USINAS TERMOELÉTRICAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.1.1 - TERRENOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.1.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.1.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.1.4 - SUBESTAÇÕES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2 - TOTAL USINAS HIDRELÉTRICAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.1 - TERRENOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.4 - SUBESTAÇÕES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.5 - RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 - TOTAL DISTRIBUIÇÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.1 - TOTAL SUBESTAÇÕES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.1.1 - TERRENOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.1.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.1.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.2 - TOTAL LINHAS E REDES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

~~2.2.1 - MATERIAS E EQUIP. - REDE DISTRIBUIÇÃO~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~2.2.2 - MATERIAS E EQUIP. - LINHA SUBTRANSMISSÃO~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~2.2.3 - CABOS - REDE DE DISTRIBUIÇÃO~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~2.2.4 - CABOS - LINHA SUBTRANSMISSÃO~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~3 - OUTROS IMÓVEIS (não assoc. à geração ou distribuição)~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~3.1 - OUTROS TERRENOS~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~3.2 - OUTRAS EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~4 - MEDIDORES~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~5 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~6 - VEÍCULOS~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~7 - MÓVEIS E UTENSÍLIOS~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~8 - MÁQUINAS E EQUIP. - ADMINISTRAÇÃO~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~9 - INTANGÍVEIS~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~9.1 - SERVIDÕES~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~9.2 - SOFTWARES~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~9.3 - OUTROS~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
~~TOTAL GERAL~~	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO 8 – COMPARATIVO CONTÁBIL x AVALIADO DO INCREMENTAL 2º CICLO

DESCRIÇÃO	DADOS CONTÁBEIS				DADOS FÍSICOS				COMPARATIVO
	VALOR ORIGINAL CONTÁBIL (VOC)	% EM RELAÇÃO AO TOTAL	VALOR RESIDUAL (VR)	% EM RELAÇÃO AO TOTAL	VALOR NOVO DE REPOSIÇÃO (VNR)	% EM RELAÇÃO AO TOTAL	VALOR DA BASE DE REMUNERAÇÃO (VBR)	% EM RELAÇÃO AO TOTAL	VNR / VOC
BENS ELEGÍVEIS CONCILIADOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BENS NÃO ELEGÍVEIS CONCILIADOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOBRA CONTÁBIL ELEGÍVEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOBRA CONTÁBIL NÃO ELEGÍVEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOBRA FÍSICA ELEGÍVEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOBRA FÍSICA NÃO ELEGÍVEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO 9 – RESUMO DE VALORES – PROGRAMA LUZ PARA TODOS – PLPT

1 - VALORES AVALIADOS DOS BENS DO PROGRAMA LUZ PARA TODOS

DESCRIÇÃO	VALOR NOVO DE REPOSIÇÃO (VNR)	ÍNDICE DE APROVEITAMENTO (IA)	VNR - IA	DEPRECIAÇÃO	VALOR DE MERCADO EM USO (VMU)	ÍNDICE DE APROVEITAMENTO DEPRECIADO (IA depr)	VALOR DA BASE DE REMUNERAÇÃO (VBR)
VALORES AVALIADOS BENS DO PROGRAMA LPT NA DATA-BASE DO LAUDO (XX/XX/XXXX)							

2 – VALORES AVALIADOS DOS BENS DO PROGRAMA LUZ PARA TODOS DISTRIBUÍDOS POR FONTE DE RECURSOS

DESCRIÇÃO	FONTES DE RECURSOS					TOTAL
	CDE	ESTADO	CDE + ESTADO	RGR	RECURSO PRÓPRIO	
VALOR NOVO DE REPOSIÇÃO (VNR)						
VALOR DA BASE DE REMUNERAÇÃO (VBR)						

3 - PERCENTUAIS POR FONTE DE RECURSOS APURADOS COM BASE NOS VALORES CONTRATADOS E REALIZADOS - ELETROBRÁS

DESCRIÇÃO	FONTES DE RECURSOS			
	CDE	ESTADO	RGR	RECURSO PRÓPRIO
CONTRATOS ELETROBRÁS				

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

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.

METODOLOGIA DE APURAÇÃO DE OUTRAS RECEITAS

1. 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.

2. 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 no processo de revisão tarifária periódica.

3. 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:

$$Outras\ Receitas = 0{,}90 \times Rcomp$$

onde:
Rcomp = Receita de compartilhamento estimada para o Ano-Teste.

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

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

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

- Receitas 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.

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

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.

METODOLOGIA DE CÁLCULO DO FATOR X

I – COMPONENTE Xe

I.1 – MODELAGEM E ESTIMATIVA DAS VARIÁVEIS

1. O cálculo do componente Xe é realizado pelo método de Fluxo de Caixa Descontado - FCD, que tem por objetivo valorar as receitas e despesas futuras da concessionária, dado um determinado crescimento de mercado e uma previsão de investimentos. 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).

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

$$\sum_{i=1}^{N} \frac{RO_i \cdot (1 - X_e)^{(i-1)}}{(1 + r_{WACC})^i} = \sum_{i=1}^{N} \frac{RBC_i + D_i + O\&M_i}{(1 + r_{WACC})^i} \quad (1)$$

$$RBC_i = \frac{A_{i-1} * r_{WACC}}{(1 - T)} \quad (2)$$

$$RO_i = P_0 * Q_i \quad (3)$$

onde:

RO_i: Receitas operacionais da concessionária no ano i, igual ao valor da Parcela B da receita;

RBC_i: remuneração bruta de capital no ano i;

D_i: Quota de Reintegração Regulatória;

$O\&M_i$: Custos de operação e manutenção da concessionária no ano i;

A_{i-1}: Valor dos ativos da concessionária (base de remuneração líquida);

P_0: tarifa média em R$/MWh no ano-teste;

Q_i:volume total de energia em MWh no ano i;

r_{WACC}: WACC depois de impostos;

T: tributos.

3. As equações acima explicitam os fluxos de receitas e despesas ao longo do período tarifário, para os quais o valor presente deve se igualar. O lado esquerdo da equação (1) corresponde ao valor presente das receitas esperadas ao longo de todo o período tarifário e o lado direito corresponde ao valor presente dos custos, ou seja, à Parcela B.

4. Para se utilizar a metodologia de FCD, por meio da equação (1), é necessário estimar, para o período tarifário, as seguintes variáveis: receita, custos operacionais, investimentos e base de remuneração.

Receita

5. 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 Xe, com o propósito de refletir os ganhos estimados de escala.

6. 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.

7. A forma com que a ANEEL analisará a projeção de mercado informada pela empresa será feita, principalmente, por meio da observação dos seguintes quesitos: consistência das premissas utilizadas, consistência dos dados de entrada, consistência das projeções com os dados históricos, consistência entre os dados agregados e desagregados, energia contratada para o ano-teste e comparação com projeções realizadas a partir da metodologia de séries temporais.

Custos Operacionais

8. 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.

9. Os custos são projetados de acordo com a estimativa da quantidade de consumidores e do mercado (MWh). 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

10. 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

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

Investimentos

12. As concessionárias serão incentivadas a informar suas melhores projeções de investimentos, o que devem incluir 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, daqueles referentes à renovação dos ativos de distribuição que chegaram ao final de sua vida útil, e ainda aqueles necessários à incorporação de redes particulares e respectiva reforma dessas redes, além do combate às perdas técnicas e não técnicas de energia.

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

14. Os investimentos em redes elétricas, adotados no fluxo de caixa do componente Xe, para baixa, média e alta tensão, representam o montante de investimento global a ser considerado e deverá ser proposto pela concessionária, devendo ser distribuído uniformemente no fluxo de caixa.

15. A avaliação da projeção dos investimentos será feita *a posteriori*, conforme o mecanismo descrito adiante. No momento da revisão tarifária, a ANEEL deverá apenas avaliar o montante global sob o ponto de vista do impacto tarifário. Além disso, as projeções de investimentos consideradas não poderão resultar em um valor de Fator X negativo e deverão ser distribuídas uniformemente no fluxo de caixa.

Base de Remuneração Regulatória e Valor Residual

16. 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.

I.2 – MECANISMO DE AVALIAÇÃO DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS

17. Neste ponto, é incorporado um mecanismo que incentiva a empresa a realizar e declarar suas melhores projeções de investimentos. Uma vez definido o investimento pela empresa, será adotado um mecanismo que compara os investimentos previstos aos valores realizados, conforme descrito a seguir.

18. Na próxima revisão tarifária da empresa, deverão ser levantados os investimentos efetivamente realizados pela distribuidora. Serão considerados os investimentos realizados com base nos registros contábeis, deflacionados pelo IGPM, mês a mês, para a data base da revisão tarifária anterior. Para tanto, serão consideradas as informações contábeis das obras energizadas, encerradas e unitizadas até o último mês contábil fechado com o respectivo Balancete Mensal Padronizado - BMP, conforme planilha modelo a ser disponibilizada pela ANEEL.

19.

"Caso os investimentos efetivamente realizados sejam inferiores àqueles considerados no cálculo do Fator X, deverá ser feito o recálculo do mesmo, onde todos os parâmetros serão mantidos constantes, substituindo-se apenas os valores de investimento. O montante global de investimentos realizados, trazidos à data da revisão anterior (2º ciclo) será distribuído uniformemente no fluxo de caixa."

(Redação dada pela Retificação no D.O. de 26.12.2008, seção 1, p. 151, n. 145, n. 251)

20. O recálculo do Fator X, de acordo com as condições anteriores, resultará em um diferencial de X (ΔX):

$$\Delta X = X_1 - X_0 \quad (4)$$

onde:
X_0: X definido na revisão anterior (2º ciclo);
X_1: X recalculado.

21. Uma vez calculado o ΔX, o mesmo deverá ser aplicado como redutor da Parcela B, calculada na próxima revisão, aplicando-se o multiplicador de acordo com o período tarifário da empresa, conforme abaixo:

$$VPB' = VPB * (1 - m * \Delta X) \quad (5)$$

$$m = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} \left[(1 + r_{WACC})^{n-i} \cdot i \right]}{n} \quad (6)$$

(Redação dada pela Retificação no D.O. de 26.12.2008, seção 1, p. 151, n. 145, n. 251)

onde:
VPB: total da parcela B calculada no 3º ciclo;
VPB': valor final da parcela B no 3º ciclo;
m: multiplicador;
n: número de anos do período tarifário da concessionária (3, 4 ou 5 anos);
r_{WACC} é o custo médio ponderado de capital.

22. Para o cálculo do multiplicador *m*, considera-se o custo médio ponderado de capital (r_{wacc}) de 9,95% a.a. em termos reais (Nota Técnica n.º 068/2007-SRE/ANEEL, de 21de março de 2007), resultando nos seguintes valores: m = 1,13; para n= 3 anos; m = 1,76; para n= 4 anos; e m = 2,43; para n= 5 anos.

II – COMPONENTE Xa

23. 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

24. 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.

25. O IGP-M é o índice adequado para refletir a variação dos custos operacionais com materiais e serviços, ao passo 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:

$$IACO = \left(\frac{CO_{ME}}{CO}\right) \times IGPM + \left(\frac{CO_{MO}}{CO}\right) \times IPCA \quad (7)$$

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

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

~~Cálculo do componente Xa~~

~~27. Para o segundo ciclo tarifário, a aplicação do componente Xa é dada de acordo com a fórmula a seguir:~~

$$Xa = IGPM - \left\{ \left[\frac{CO}{PB} \times IACO \right] + \left[\frac{RC}{PB} \times IGPM \right] \right\} \quad (8)$$

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.

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

ANEXO VII

Define a metodologia a ser utilizada no segundo ciclo de revisões tarifárias das concessionárias de distribuição de energia elétrica para definição do referencial regulatório de perdas, considerando a origem dessas perdas (técnicas e não técnicas), os critérios para apuração dos valores e trajetórias regulatórias.

PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO

I – AVALIAÇÃO DAS PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO

1. Do ponto de vista regulatório, as perdas na distribuição serão classificadas em:

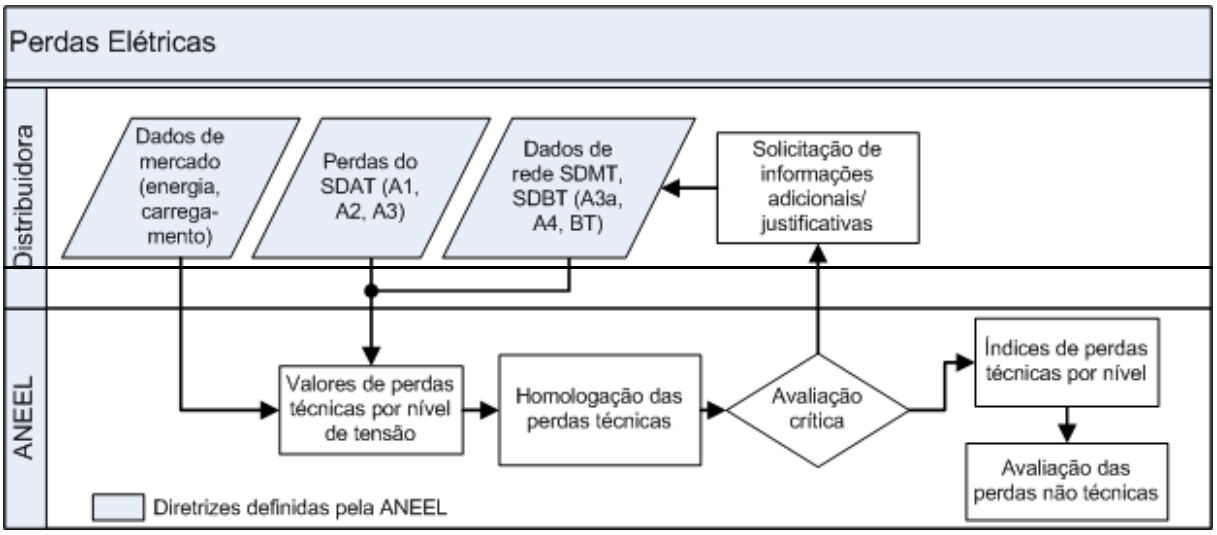
- *Perdas técnicas*: montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica. Corresponde à soma de três parcelas: Joule, dielétrica e magnética; e

- *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, dentre outros.

2. As perdas na distribuição serão calculadas pelo balanço energético, ou seja, pela diferença entre o montante de energia injetada e a fornecida. Observados o período do balanço energético e a base de ativos correspondente, será apurada a parcela correspondente às perdas técnicas e, por diferença, as perdas não técnicas.

II – CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS

3. As perdas técnicas serão calculadas de acordo com a metodologia descrita nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. O fluxograma a seguir apresenta simplificadamente o procedimento:



~~Figura VII.1: Fluxograma Simplificado do Procedimento de Avaliação das Perdas na Distribuição~~

~~III – DEFINIÇÃO DO REFERENCIAL REGULATÓRIO DE PERDAS~~

~~4. A ANEEL deverá proceder à fixação do nível regulatório de perdas na distribuição a ser considerado no balanço energético das revisões tarifárias relativas ao segundo ciclo e nos reajustes tarifários subseqüentes que antecederem o 3º ciclo de revisões tarifárias.~~

~~5. A definição do referencial regulatório deverá considerar a segregação das perdas nas componentes técnica e não técnica e observar aspectos de eficiência econômica e técnica, com vistas à modicidade tarifária.~~

~~III.1 – PERDAS TÉCNICAS~~

~~6. Para definição do nível regulatório de perdas técnicas a ser considerado nos balanços energéticos relativos ao 2º ciclo de revisões tarifárias e reajustes subseqüentes, será observado o cálculo de perdas técnicas, procedido nos termos do item II deste Anexo.~~

~~7. O tratamento estabelecido na revisão tarifária será considerado nos reajustes subseqüentes, sendo utilizado como referencial o nível percentual de perdas técnicas sobre a energia injetada.~~

~~III.2 – PERDAS NÃO TÉCNICAS~~

~~8. No atual modelo de regulação econômica do setor elétrico devem ser estabelecidos limites regulatórios para as perdas de energia, visando subsidiar as revisões tarifárias periódicas e reajustes tarifários de concessionárias de distribuição de energia elétrica, com foco em modicidade tarifária e redução de desperdícios, os quais impactam de forma relevante toda a cadeia produtiva da indústria de energia elétrica, considerando que as perdas não técnicas são, em grande medida, gerenciáveis por parte das empresas.~~

~~9. O mecanismo que será utilizado na definição das perdas não técnicas regulatórias com vistas a cumprir este objetivo é o da comparação entre as empresas. Ou seja, irá se definir o nível regulatório de perdas não técnicas observando-se, em especial, os níveis praticados por empresas comparáveis, bem como os níveis históricos praticados pela própria empresa.~~

~~10. Com o objetivo de se fazer uma comparação de forma apropriada, serão observados fatores que influenciam de forma direta e indireta as perdas não técnicas e seus níveis em todas as áreas de concessão e também fatores específicos de cada distribuidora. O conjunto desses fatores define o que será aqui denominado "complexidade de combate às perdas não técnicas", ou, simplesmente, complexidade. Quanto maior a complexidade, maior a dificuldade de combate às perdas não técnicas.~~

~~11. Para isso, foi construído um "índice de complexidade" que levou em consideração diversos fatores que influenciam no combate às perdas não técnicas. Na Tabela VII.1 é apresentado o ordenamento de empresas quanto ao nível de complexidade, o índice que mensura este parâmetro e seu desvio padrão, que serão utilizados para a comparação entre as empresas. O ordenamento é feito de forma decrescente em termos de complexidade. Os detalhes da forma de construção dos valores apresentados e variáveis envolvidas estão descritos na Nota Técnica n.º 342/2008 SRE/ANEEL.~~

Tabela VII.1: Ordenamento de Empresas quanto ao Nível de Complexidade

EMPRESA	POSIÇÃO	ÍNDICE	DESVIO PADRÃO
CELPA	1º	0.463	0.047
MANAUS ENERGIA	2º	0.456	0.052
LIGHT	3º	0.449	0.058
CEA	4º	0.379	0.035
ELETROPAULO	5º	0.336	0.044
COELCE	6º	0.308	0.027
CEPISA	7º	0.274	0.027
CEMAR	8º	0.272	0.037
CELPE	9º	0.271	0.027
ENERGISA BORBOREMA	10º	0.269	0.027
CER	11º	0.269	0.043
ELETROACRE	12º	0.251	0.047
CEAM	13º	0.251	0.045
CEAL	14º	0.247	0.028
AMPLA	15º	0.235	0.024
COELBA	16º	0.216	0.020
ENERGISA PARAÍBA	17º	0.207	0.019
BANDEIRANTE	18º	0.198	0.023
CEEE	19º	0.190	0.022
SULGIPE	20º	0.189	0.029
CPFL PIRATININGA	21º	0.164	0.022
CERON	22º	0.164	0.025
CEMIG	23º	0.159	0.018
ENERGISA SERGIPE	24º	0.152	0.019
COCEL	25º	0.147	0.020
COSERN	26º	0.134	0.021
CELTINS	27º	0.131	0.021
BOA VISTA	28º	0.128	0.021
COPEL	29º	0.127	0.018
ELEKTRO	30º	0.117	0.017
CEMAT	31º	0.114	0.020
ESCELSA	32º	0.114	0.025

EMPRESA	POSIÇÃO	ÍNDICE	DESVIO PADRÃO
CEB	33º	0.113	0.018
AES SUL	34º	0.104	0.017
CPFL PAULISTA	35º	0.097	0.019
CELG	36º	0.084	0.018
ENERSUL	37º	0.081	0.019
CFLO	38º	0.074	0.019
ENERGISA NF	39º	0.073	0.023
RGE	40º	0.071	0.018
CHESP	41º	0.067	0.018
IGUAÇU	42º	0.066	0.020
FORCEL	43º	0.066	0.018
SANTA MARIA	44º	0.060	0.019
DEMEI	45º	0.055	0.019
ENERGISA MG	46º	0.055	0.019
CSPE	47º	0.054	0.019
SANTA CRUZ	48º	0.053	0.019
CAIUÁ	49º	0.052	0.019
MUXFELDT	50º	0.048	0.020
HIDROPAN	51º	0.048	0.019
VALE PARANAPANEMA	52º	0.046	0.019
BRAGANTINA	53º	0.044	0.020
NACIONAL	54º	0.044	0.020
UHENPAL	55º	0.044	0.019
ELETROCAR	56º	0.040	0.020
CELESC	57º	0.040	0.021
CPEE	58º	0.039	0.020
MOCOCA	59º	0.033	0.020
COOPERALIANÇA	60º	0.030	0.022
JAGUARI	61º	0.028	0.022
JOÃO CESA	62º	0.024	0.023
EFLUL	63º	0.022	0.023
DME PC	64º	0.013	0.023

12. Concessionárias comparáveis no que diz respeito às perdas não técnicas são aquelas cujas áreas de concessão são tão ou mais complexas. Porém, na medida em que o índice apresentado acima, responsável pelo ordenamento das empresas, é um conceito estatístico, ou seja, possui uma distribuição de probabilidade associada, deve-se levar em conta a probabilidade de inversão desse ordenamento. Em outras palavras, deve ser considerada a probabilidade de uma empresa ser, de fato, comparável a outra.

13. A partir dos parâmetros apresentandos na Tabela VII.1 serão calculadas tais probabilidades. A probabilidade calculada será utilizada com o intuito de minimizar a incerteza na comparação entre as empresas. As empresas que servirão de referência na comparação serão aquelas que possuem níveis de perdas não técnicas menores combinado com a probabilidade de ser comparável com a empresa cujo referencial regulatório se busca definir. Nesta comparação irá se utilizar como referencial o percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, observados os cálculos de perdas técnicas procedidos de acordo com o disposto no item II deste Anexo.

14. O nível referencial de perdas não técnicas regulatórias para uma empresa "X" baseado na empresa "Y" será calculado através da seguinte equação:

$$\frac{PNT_{\text{Referência (Y)}}}{Mercado\ \ BT} = prob\,(Indice_{y} > Indice_{x}) * \frac{PNT_{\text{Empresa Y}}}{Mercado\ \ BT} + [1 - prob\,(Indice_{y} > Indice_{x})] * \frac{PNT_{\text{Empresa X}}}{Mercado\ \ BT} \quad (1)$$

Onde:

$\frac{PNT_{\text{Referência (Y)}}}{Mercado\ \ BT}$ *= Perdas Não Técnicas sobre o mercado de baixa tensão de referência para a empresa "X" baseado na empresa "Y";*

$prob\,(Indice_{y} > Indice_{x})$ *= Probabilidade da empresa Y possuir maior complexidade social que a empresa "X";*

$\frac{PNT_{\text{Empresa Y}}}{Mercado\ \ BT}$ *= Perdas Não Técnicas sobre o mercado de baixa tensão da empresa "Y";*

$\frac{PNT_{\text{Empresa X}}}{Mercado\ \ BT}$ *= Perdas Não Técnicas sobre o mercado de baixa tensão da empresa "X".*

15. O cálculo a partir da equação (1) é repetido para a empresa "X", comparando-se com todas as demais empresas, definindo-se os diversos níveis referenciais. O nível referencial absoluto da empresa cujo referencial regulatório se busca definir é o menor valor entre esses níveis referenciais, levando-se em consideração cada uma das empresas no ordenamento descrito na Tabela VII.1.

16. A definição dos percentuais de perdas não técnicas regulatórios a serem considerados no segundo ciclo de revisões tarifárias basear-se-á no nível referencial absoluto de perdas não técnicas, no histórico de perdas da concessionária e na proposta apresentada pela empresa para o tratamento da matéria. A análise para a definição do referencial regulatório de perdas não técnicas observará os seguintes passos:

- Passo 1: Recebimento das informações

17. A concessionária deverá encaminhar as informações iniciais relativas ao histórico de combate às perdas em sua área de concessão, as quais deverão conter, no mínimo:

- Balanço histórico da evolução das perdas de energia da empresa segregadas entre técnicas e não técnicas;
- Atividades que vêm sendo desenvolvidas pela empresa no combate às perdas não técnicas, destacando os investimentos e despesas operacionais discriminados por atividade específica;
- Os montantes de redução de perdas e ganho de mercado decorrentes das atividades dos programas de redução de perdas implementados pela empresa;
- Ganhos de receita oriundos do combate às perdas na forma de mercado agregado e cobrança retroativa do consumidor durante o período da fraude;
- Em conjunto com os dados iniciais, a empresa poderá encaminhar a sua proposta para o nível de perdas não técnicas no ciclo. Para tanto, deverá ser apresentado um plano de combate às perdas não técnicas que contenha a proposta de nível regulatório a ser adotado para o ciclo, seja ele fixo ou decrescente, com as devidas justificativas e o conjunto de ações de combate às perdas previsto pela empresa para os próximos anos, destacando os investimentos, despesas associadas a cada uma dessas ações, bem como os resultados esperados e o benefício tarifário auferido

pelos consumidores ao final do programa.

- Passo 2: Apuração dos valores de Perdas Não Técnicas

18. Será apurado o nível de perdas não técnicas, através da diferença entre as perdas globais realizadas e as perdas técnicas calculadas pela ANEEL.

- Passo 3: Definição de um valor referencial de perdas

19. Será definido o referencial regulatório de perdas não técnicas, a ser utilizado na revisão tarifária e nos reajustes subseqüentes, observando-se entre outros aspectos, o nível referencial absoluto de perdas não técnicas, o histórico recente de perdas da concessionária e o estudo apresentado pela empresa, conforme Passo 1. O referencial será o nível de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão.

20. Tal análise visa definir tanto o ponto de partida da trajetória, que não será, necessariamente, o nível real de perdas da concessionária, quanto o ponto de chegada, que poderá prever redução em relação ao primeiro. Poderá ser estabelecido um limite para a redução de perdas não ténicas que observará a experiência de empresas que apresentaram planos mais bem sucedidos de redução de perdas no período.

21. Caso a análise conduza ao estabelecimento de uma trajetória de redução de perdas, implicando em níveis regulatórios diferenciados em cada ano do ciclo tarifário, será estabelecida uma redução anual linear, calculada pela diferença entre a referência inicial e final de perdas regulatórias da empresa dividida pelo número de anos correspondentes ao seu ciclo tarifário. A redução de perdas a cada ano da trajetória ficará limitada a 10% do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão definido como o ponto de partida.

22. Os níveis de perdas não técnicas a serem considerados nos reajustes tarifários serão calculados como um percentual do mercado de baixa tensão apurado em cada um desses processos.

- Passo 4: Dimensionamento dos Recursos Necessários

23. Serão dimensionados os custos operacionais associados às atividades de combate às perdas a partir do montante de energia anual a ser regularizada, resultante do nível de perdas definido no Passo 3. O cálculo dos insumos não levará em consideração, necessariamente, o nível real de perdas não técnicas da concessionária, mas sim os níveis regulatórios de perdas não técnicas definidos. Serão ainda estimados os investimentos necessários a partir de referências empíricas apenas para efeito de análise econômica, conforme o Passo 5.

- Passo 5: Análise Econômica

24. Determinado o nível de perdas a ser atingido e estimados os recursos necessários, será feita análise de custo/benefício associados às perdas regulatórias. Caso o

nível de perdas definido no Passo 4 resulte em uma relação de custo/benefício desfavorável ao consumidor, deverá então ser repetido o processo. Nos casos em que a ANEEL entender pertinente, serão observados também os níveis de perdas regulatórios definidos no primeiro ciclo de revisão tarifária, bem como as metas estabelecidas pela Agência nesse mesmo ciclo.

IV – CONSIDERAÇÕES GERAIS

25. Para as concessionárias que tiveram os resultados provisórios de suas revisões tarifárias publicados, a trajetória de redução de perdas, quando estabelecida, deverá levar em consideração apenas os anos remanescentes do ciclo tarifário. As perdas regulatórias a serem reconhecidas na revisão provisória e nos processos tarifários entre a data desta e a publicação do resultado definitivo da revisão tarifária serão aquelas definidas como o ponto de partida das perdas regulatórias da empresa, conforme Passo 3.