

Em 23 de maio de 2006.

Processo nº 48500.001208/2006-37

Assunto: Tratamento regulatório das perdas de energia nas tarifas dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

I. DO OBJETIVO

Apresentar a metodologia a ser utilizada no tratamento regulatório das perdas de energia nas tarifas dos sistemas de distribuição, considerando a origem dessas perdas (técnicas e não técnicas) e definindo critérios para a apuração dos valores e a definição de trajetórias regulatórias.

II. DOS FATOS

2. O art. 13 da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, estabeleceu que *"as tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários"*.

3. De acordo com os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica celebrados com a União, a receita inicial da distribuidora é dividida em duas parcelas: parcelas *A* e *B*. A parcela *A* envolve os chamados "custos não gerenciáveis", explicitados no contrato e cujos montantes e variações fogem à vontade ou influência direta da distribuidora, como a compra de energia, os custos de transmissão e os encargos setoriais. A parcela *B* compreende o valor remanescente de receita, envolvendo, portanto, os ditos "custos gerenciáveis". Esses constituem custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa, ou seja, os custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros). Além desses, a parcela *B* inclui a remuneração de capital e os tributos. Os contratos de concessão contemplam procedimentos específicos para reajuste dessas parcelas durante cada ano do ciclo tarifário.

4. É conhecida a existência de perdas de energia ao longo da cadeia produção-transporte-consumo de energia elétrica. Em um enfoque por segmento, as perdas de energia influem na quantidade de energia comprada e que compõe, como já foi esclarecido, a Parcela *A* da receita de distribuição. Logo, quanto menor o valor das perdas, maior o benefício auferido pelos consumidores, com reflexos positivos na modicidade tarifária. Conseqüentemente, é atribuição do órgão regulador estabelecer um valor de repasse das perdas de energia para as tarifas de forma muito transparente e que incentive a distribuidora na direção de uma maior eficiência.

5. Sabe-se que a distribuidora possui uma apreciável capacidade de gestão sobre as perdas, que costumam ser separadas em:

(Fl. 2 da Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006)

a) perdas técnicas: constituem a quantidade de energia elétrica, expressa em megawatt-hora por ano (MWh/ano), dissipada entre os suprimentos de energia da distribuidora e os pontos de entrega nas instalações das unidades consumidoras ou distribuidoras supridas. Essa perda é decorrente das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e das perdas inerentes aos equipamentos de medição; e

b) perdas não técnicas: apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. Esse tipo de perda está diretamente associado à gestão comercial da distribuidora.

6. Como já dito antes, um nível elevado de perdas será suprido com acréscimo na energia gerada. Dado que o custo marginal de longo prazo de geração tende a ser mais alto que os custos associados à redução de perdas técnicas e não técnicas na atividade de distribuição de energia, torna-se importante a gestão dessas perdas, com o objetivo de reduzi-las. Na redução das perdas totais da distribuição, os componentes de custo mais importantes são a mão-de-obra local, equipamentos e materiais, que, são fabricados em sua totalidade no próprio país, trazendo consequências positivas para a economia, já que o processo gera uma importante demanda de mão-de-obra e, ao mesmo tempo, evita incorrer em evasão de divisas.

7. Ademais, com a redução das perdas tem-se uma necessidade menor da geração e expansão dos sistemas de transmissão, redução da queda de tensão nos sistemas de distribuição, aumento da vida útil de equipamentos, além de outros custos intangíveis, como a redução dos impactos ambientais inerentes à geração de energia.

8. Nos citados contratos de concessão, constam cláusulas que dizem respeito às perdas de energia, sob o enfoque da qualidade dos serviços prestados, que propõem o acompanhamento de indicadores para auferir as perdas de energia elétrica. Os contratos ressaltam ainda que esses indicadores não estão sujeitos às penalidades, ao contrário dos indicadores de continuidade e de níveis de tensão.

9. Os contratos de concessão apresentam, também, de forma sucinta, procedimentos para controle das perdas de energia elétrica. Eles atribuem à distribuidora a responsabilidade de acompanhar, sistematicamente, os níveis de perdas elétricas nos vários segmentos do seu sistema elétrico. Contudo, os contratos de concessão são limitados uma vez que exigem a apuração somente de um indicador de perdas globais, pelo balanço energético, determinando ainda que as distribuidoras mantenham os dados registrados ou os remetam à ANEEL mensalmente, estimando as parcelas de perdas técnicas e não técnicas.

10. Alguns contratos definem ainda critérios para controle das perdas não técnicas, em duas etapas: adaptação e maturidade. Na etapa de adaptação, mediante estudos e análises específicas, o órgão regulador deve definir a metodologia para o cálculo das perdas técnicas, que por sua vez serão utilizadas para a determinação das perdas não técnicas. Conseqüentemente, serão criadas condições para a implementação do controle desses parâmetros na etapa descrita nos contratos de concessão como de maturidade.

11. Em consonância com a determinação dos contratos de concessão, no primeiro ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras, verificou-se a necessidade de se definir um tratamento regulatório para as perdas de energia elétrica, tanto técnicas como não técnicas. Como consta nas notas técnicas da Superintendência de Regulação Econômica Financeira – SRE para as revisões tarifárias das distribuidoras, a

(Fl. 3 da Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006)

regulamentação das perdas de energia seguiriam os princípios e as etapas descritas a seguir:

“i) Para o primeiro ano do período tarifário subsequente à revisão, a ANEEL fixará o valor das “perdas regulatórias totais”;

ii) No transcurso do primeiro ano após a revisão tarifária, a ANEEL realizará estudos para determinar as perdas técnicas da rede elétrica, segundo procedimentos e enfoques metodológicos a serem definidos previamente;

iii) Uma vez estabelecido o valor das perdas técnicas, a ANEEL procederá à fixação das “perdas regulatórias totais” a serem consideradas no cálculo da Parcela A em cada ano do período tarifário. Com essa finalidade, serão definidos valores anuais a serem admitidos para as perdas “não técnicas”. Assim como no caso da inadimplência dos consumidores, será estabelecida uma “trajetória regulatória” para as perdas, definindo-se uma curva decrescente que permita à concessionária gerenciar sua redução progressiva.

iv) A ANEEL definirá o padrão de perdas regulatórias a ser aplicado em cada ano dos períodos tarifários subsequente”. (grifo nosso)

12. Desde 2003, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD – tem envidado esforços para amadurecimento de um procedimento para o tratamento regulatório das perdas técnicas.

13. Em 2005, com o apoio da Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo – CSPE –, pelo convênio celebrado no Plano de Atividades e Metas – PAM – de 2005, foram realizados estudos para definição de metodologia a ser utilizada na regulamentação dos critérios e procedimentos para obtenção dos dados necessários para apuração das perdas técnicas dos sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como para o estabelecimento dos indicadores de avaliação das perdas nos segmentos e níveis de tensão das redes de distribuição. Nesse trabalho, por meio do citado convênio, a SRD contou ainda com o apoio do Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia – ENERQ – da Universidade de São Paulo – USP.

14. Durante o ano de 2005, foi realizado um caso teste em uma distribuidora, oportunidade em que foram identificados pontos de aperfeiçoamentos da metodologia de cálculo e de levantamento das informações necessárias.

15. Consolidada a metodologia, foi promovido um debate com os agentes, oportunidade em que foram apresentados projetos de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D – sobre o tema. Foi realizado ainda um levantamento das metodologias utilizadas pelas distribuidoras de energia para o cálculo das perdas técnicas, de modo a subsidiar possíveis aprimoramentos na metodologia.

16. Inicialmente, os esforços foram direcionados para a edição de uma resolução específica. Contudo, uma vez que se encontram em fase de elaboração os Procedimentos de Distribuição – PRODIST –, optou-se pela inclusão de uma seção complementar sobre perdas técnicas no Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Os Procedimentos de Distribuição são documentos regulatórios na forma de regulamentações, normatizações e padronizações, que têm como objetivo disciplinar todos os aspectos técnicos relativos ao planejamento de expansão e à operação das redes de distribuição, bem como à conexão de usuários e também aos requisitos técnicos da interface com a Rede Básica, complementando, de forma harmônica, os Procedimentos de Rede dos Sistemas de Transmissão.

(Fl. 4 da Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006)

17. Assim, anexa a esta Nota Técnica, é apresentada uma minuta da *Seção Perdas Técnicas na Distribuição*, que integrará o *Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*, dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

18. Cabe salientar que as informações e obrigações definidas nessa seção deverão ser consideradas no *Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações* – assim como as definições do glossário do *Módulo 1 – Introdução* – do PRODIST.

19. Em 2005, a Superintendência de Regulação da Comercialização – SRC solicitou às distribuidoras informações, através de ofício, sobre os valores investidos, melhores práticas e as despesas incorridas no combate as perdas de energia.

20. Em exposições referentes ao tema combate às perdas de energia, por empresas que obtiveram reduções em suas perdas elétricas, foram apresentadas como características necessárias as ações para um efetivo combate as perdas as seguintes: perenidade das ações, envolvimento de toda a empresa, qualificação profissional e remuneração adequada das equipes de combate as perdas, conhecimento do mercado da distribuidora, novas tecnologias, etc.

III. DA ANÁLISE

iii. 1.- Aspectos Gerais Da Metodologia Proposta

21. A experiência dos países da América Latina, que realizaram reformas no setor elétrico na década de 90, mostra que, com um enfoque regulatório que proporcione incentivos adequados para a eficiência de gestão, podem-se obter resultados excelentes no esforço de redução de perdas no serviço de distribuição, com inquestionáveis benefícios para as concessionárias, para seus consumidores e para a sociedade em seu conjunto. Assim, com a finalidade de calcular os montantes de energia que a concessionária deve comprar, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a serem admitidas sobre as quantidades de energia elétrica que a concessionária distribuidora prevê vender para atender seu mercado.

22. Essa determinação pode ser feita mediante a fixação de um valor único para todo o período tarifário ou mediante a definição de uma “trajetória” ou curva decrescente. Com o valor “regulatório” de perdas determinado dessa forma, calcula-se o montante de energia a ser considerado na Parcela A das tarifas da concessionária. Isso significa valorar as perdas ao preço representativo das compras de energia elétrica da distribuidora. Do exposto, depreende-se que a concessionária distribuidora tem um forte incentivo para reduzir as perdas a níveis inferiores ao “padrão regulatório”, já que poderá reter como benefício, durante o período tarifário, a diferença entre esse montante e o valor que possa obter na realidade, valorada ao preço de compra. O incentivo é máximo para reduzir as perdas “não técnicas”, já que, nesse caso, a empresa distribuidora venderá a energia valorada pela tarifa regulada (soma da Parcela A e da Parcela B).

23. É importante destacar que, no caso de o regulador não fixar esse patamar máximo admitido de perdas e permitir o repasse sem limitações das perdas informadas pelas distribuidoras à Parcela A, estaria incorrendo em uma conduta duplamente negativa. Por um lado estaria convalidando uma gestão ineficiente das perdas, pelas razões expostas acima. E, num aspecto ainda mais grave, prejudicaria os consumidores que cumprem suas obrigações, que estariam vendo refletidas nos valores de suas tarifas as perdas causadas por aqueles que não cumprem regularmente essas obrigações, e que incorrem em fraude ou uso irregular da energia.

(Fl. 5 da Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006)

24. No modelo de regulação *price cap*, de forma resumida as ações do agente regulado, no caso a distribuidora, são regidas por incentivos. Considerando que, para o ciclo de revisão tarifária, define-se um limite de perdas de energia que será considerado no repasse para a tarifa, o grande incentivo da distribuidora está em obter um nível inferior ao pré-estabelecido, pois tal critério de regulação, em sua essência, gera incentivos para o combate às perdas elétricas, uma vez que a distribuidora pode se apropriar dos ganhos advindos de uma perda real menor do que a regulatória. Nesse sentido, independentemente da origem das perdas (técnicas ou não técnicas), é estabelecido um limite de perdas globais.

25. A distribuidora que estiver acima da meta terá incentivos para, durante o ciclo tarifário, e da forma mais eficiente possível (considerando aspectos econômicos e de oportunidade), obter níveis de perdas abaixo do teto repassado para a tarifa. Conseqüentemente, a cada novo ciclo o órgão regulador poderá propor novas metas, com base na nova realidade de cada distribuidora, com o objetivo de modicidade tarifária.

26. Um exemplo dessa aplicação está na figura 01. A busca da otimização se estenderá, conforme a agressividade das metas e os avanços tecnológicos, tendo como balizador de todo o processo a relação custo x benefício. Ou seja, ainda que existam perdas apuradas menores em uma determinada concessão, não necessariamente será possível alcançar tais níveis em todas as demais distribuidoras. Essas considerações devem ser analisadas com técnicas apropriadas para a obtenção de metas (p. ex., *yardstick competition*), com adequados fatores de correlação entre as empresas consideradas no estudo.

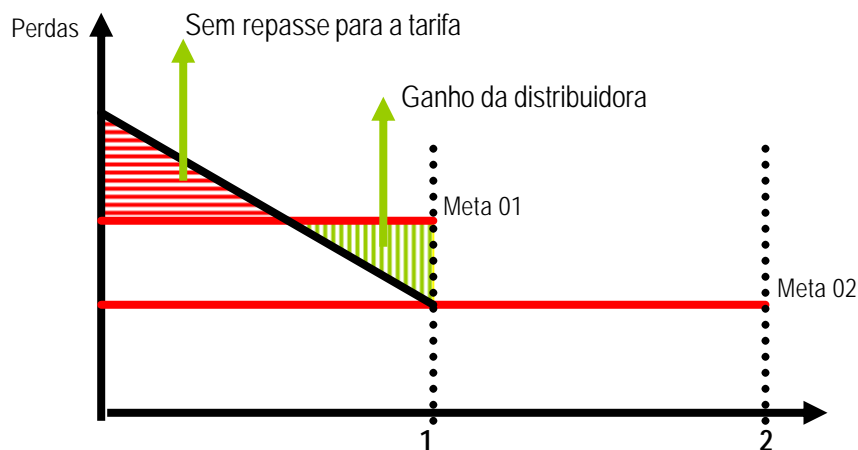


Figura 01 – Regulação das perdas técnicas por incentivos

III.2. - Regulação por metas e gestão das perdas

27. Apesar do grande incentivo das distribuidoras em reduzirem suas perdas, para se aplicar uma regulação por incentivos a premissa básica está na definição de metas adequadas que considerem as particularidades de cada concessão, balizadas pela viabilidade econômica e técnica do estímulo que é concedido. No Brasil, podem ser destacadas algumas características que devem ser consideradas na definição das metas e da regulamentação do tema:

- a) assimetria de informações;

(Fl. 6 da Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006)

b) regulação em evolução;

c) altos índices de perdas não técnicas e técnicas;

28. Verificamos, no primeiro ciclo de revisão tarifária, elevados níveis de perdas em algumas áreas de concessão, que, em muitos casos, não são explicadas somente por razões econômicas ou sociais, contando com fatores culturais, históricos, entre outros. Assim, torna-se impossível obter um modelo que represente essas perdas e que nos permita definir metas aderentes à realidade de cada concessão.

29. Como mostra a figura 02, para uma amostra de 51 distribuidoras do primeiro ciclo de revisão tarifária, a média de perdas de energia foi de 5,67% (não técnicas) e 8,18% (técnicas). Contudo, têm-se exemplos de todas as composições (elevadas perdas técnicas e não técnicas, ou somente uma das duas componentes), existindo empresas com níveis de perdas acima de 30% de seu mercado de energia.

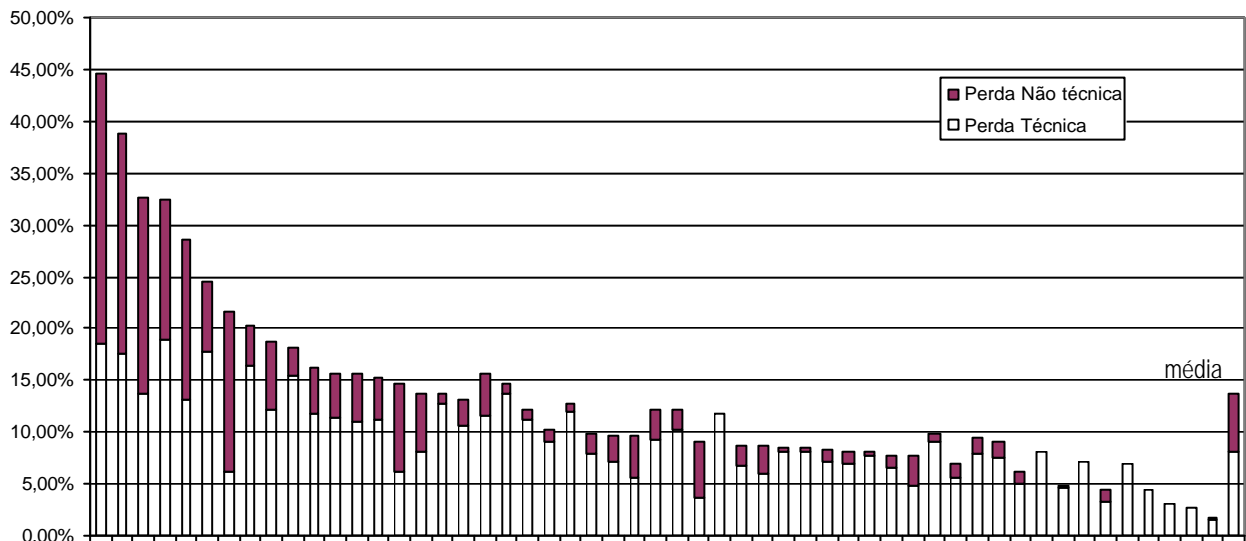


Figura 02 – Regulação das perdas técnicas por incentivos

30. Ao se obter as perdas conforme sua origem (técnicas e não técnicas), abre-se o horizonte para um combate mais lacônico, focando a gestão da distribuidora, considerando as particularidades e apresentando metas específicas para as perdas não técnicas, com base no mapeamento de cada área de concessão.

III.3. - Avaliação das perdas técnicas

31. A avaliação das perdas técnicas, num sistema de distribuição, torna-se muito complexa, fundamentalmente pela quantidade de elementos que constituem cada segmento que compõe o sistema e, conseqüentemente, pelo número de parâmetros necessários para sua caracterização segmentada. Ademais, outra dificuldade está no comportamento aleatório das cargas e no contínuo processo de expansão, características intrínsecas à atividade de distribuição de energia elétrica.

32. Na prática, as perdas técnicas nos sistemas de distribuição não podem ser medidas diretamente, portanto sua quantificação não é trivial. Uma metodologia consistente deve pressupor o uso de

(Fl. 7 da Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006)

variadas técnicas, que interajam entre si, para se obter um resultado que possa ser validado e considerado para diversos fins regulatórios, entre eles o da regulação econômica.

33. Assim, a metodologia proposta emprega, na avaliação indireta das perdas, conceitos e dados do balanço energético, cálculos que utilizem modelos matemáticos adequados e estimativa de parâmetros de equipamentos, com base em dados históricos e técnicas reconhecidas.

34. O balanço energético traz como características positivas a simplicidade de implementação e a precisão dos valores obtidos. Contudo, não pode, por si só, ser considerado na presença de perdas não técnicas. Os cálculos, por sua vez, dependem da adequação dos modelos matemáticos à realidade de cada distribuidora, bem como necessitam de um esforço computacional devido à grande quantidade de dados. A estimativa e a extrapolação de valores históricos, apesar da sua simplicidade, tornam-se inviáveis, por si só, na validação dos valores obtidos para fins regulatórios, pois, com esse procedimento, não seriam refletidos os esforços da distribuidora na redução das perdas, além de não considerar a expansão dos sistemas de distribuição.

35. A metodologia proposta prima pela sinergia das diversas técnicas, considerando as particularidades construtivas e operativas de cada nível de tensão de distribuição, bem como as características técnicas de cada segmento do sistema em estudo.

36. Um dos maiores desafios está na compilação dos dados, tendo em vista que pressupõe o dispêndio de tempo e recursos que podem ser tanto maiores quanto maior for o sistema elétrico da distribuidora, e mais detalhada for a metodologia a ser adotada para o processamento. Além disso, grande parte das distribuidoras ainda possui bases cadastrais pouco desenvolvidas, o que prejudica o fornecimento de dados com grau de confiabilidade necessária para a avaliação das perdas técnicas.

37. Portanto, optou-se pela busca de uma solução que permita a validação das perdas técnicas utilizando-se uma base de dados reduzida para cada segmento do sistema de distribuição, redes e transformadores, de forma agregada em famílias que tenham atributos técnicos comuns. O agrupamento em famílias, identificadas pelos seus elementos descritores, permite o cálculo das perdas técnicas utilizando-se as equações e os modelos matemáticos adequados para cada segmento do sistema de distribuição.

38. Cabe destacar o esforço da ANEEL no processo de coleta de informações das distribuidoras, para que o processo interaja com os demais subprocessos da regulação da distribuição, tais como:

- i) cálculo dos custos marginais para definição da tarifa de uso dos sistemas de distribuição – TUSD;
- ii) acompanhamento do planejamento da expansão dos sistemas de distribuição;
- iii) base de ativos empregados na distribuição e considerados para fins tarifários, entre outros;
- iv) avaliação do horário de ponta do sistema; e
- v) acompanhamento e a definição dos indicadores de qualidade, tais como DEC, FEC e nível de tensão.

39. Dessa forma, o uso dos conceitos de agregação das informações do sistema físico da distribuidora (redes, transformadores, subestações, ramais de ligação) deve permitir, de forma indistinta, que todas as distribuidoras, pequenas, médias e grandes, forneçam dados com um certo grau de confiança,

(Fl. 8 da Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006)

permitindo ainda a auditoria das informações prestadas.

40. Com a experiência das distribuidoras no primeiro ciclo de revisões tarifárias para a apuração da base de remuneração de ativos, tem-se um grande salto tecnológico, com investimentos em sistemas de georeferenciamento que permitem extrair informações precisas da rede de distribuição, tanto físicas (comprimentos, bitola de condutores) quanto de carregamento e de distribuição de carga ao longo de alimentadores. Essa etapa é fundamental para o aperfeiçoamento do processo de apuração das perdas técnicas das distribuidoras pelo órgão regulador.

41. Com relação ao comportamento da carga considerado no cálculo das perdas técnicas de energia, a metodologia propõe uma forte interação com os estudos de caracterização da carga para fins tarifários, permitindo, assim, a unificação dos estudos em uma mesma base de dados, cuja regulamentação dos critérios para a realização dos estudos estará definida no PRODIST.

42. Outro ponto de destaque da metodologia está na adoção de indicadores percentuais das perdas técnicas por segmento, com base na energia que transita em cada nível. Isso permite:

- i) uma maior acuidade no acompanhamento;
- ii) a identificação do segmento crítico da distribuidora em relação às perdas;
- iii) o reconhecimento de outros problemas relacionados às perdas, tais como o carregamento das redes e transformadores; e
- iv) tomada de decisão para investimentos no sistema.

43. Por fim, a apuração dos indicadores de perdas por segmento poderá permitir a comparação entre os diversos agentes, considerando as particularidades de cada concessão, admitindo seu uso em uma regulação por incentivos.

44. Os princípios da metodologia podem ser descritos de forma simplificada no fluxograma abaixo.

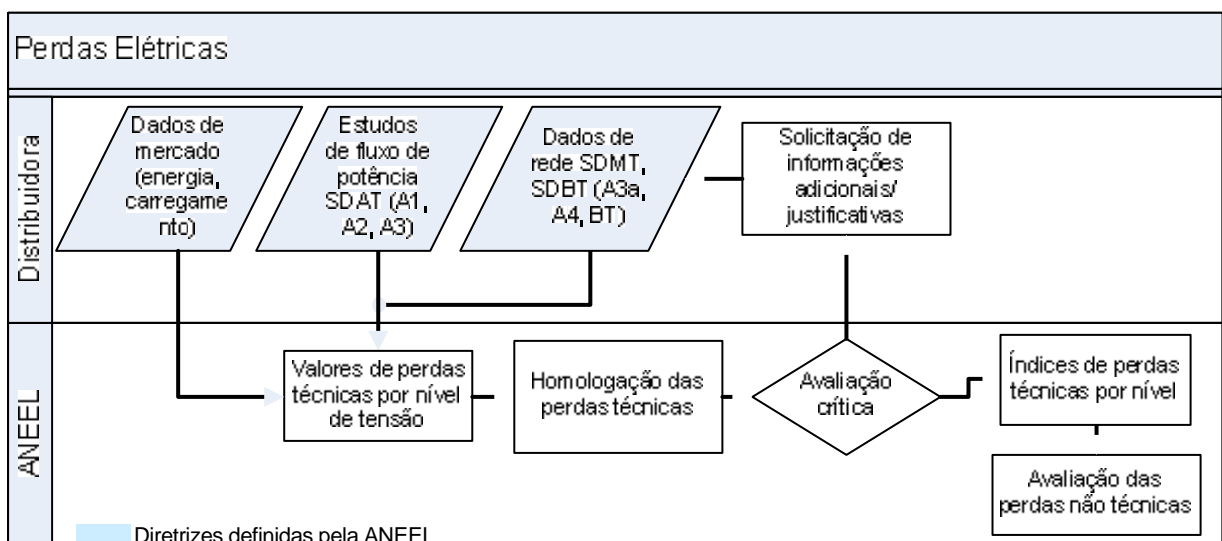


Figura 03 – fluxograma simplificado da metodologia proposta

(Fl. 9 da Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006)

45. Quanto ao sistema considerado, serão calculadas as perdas técnicas dos equipamentos e redes pertencentes à distribuidora, utilizadas no serviço público de distribuição de energia elétrica. Não serão consideradas as redes pertencentes à Rede Básica e às Demais Instalações de Transmissão – DIT.

46. Cabe ressaltar que a metodologia proposta não restringe a possibilidade de a distribuidora realizar outros estudos, considerando outras técnicas de apuração de perdas.

III. 3.a.- Premissas de cálculo

47. No cálculo das perdas, devem ser considerados alguns limites regulatórios para as grandezas envolvidas, tais como, temperatura de operação das redes, desequilíbrios de cargas, fator de potência, coincidência da ponta do sistema, assimetria de redes, bem como para as perdas diversas (associadas a conexões, por efeito corona, em sistemas supervisórios, relés fotoelétricos, capacitores, transformadores de corrente e de potencial, e por fugas de correntes em isoladores e pára-raios), que são de difícil mensuração.

48. Em muitos casos, o uso de limites regulatórios para alguns fatores que influenciam nas perdas técnicas induz a um incentivo de eficiência no planejamento, operação e manutenção das redes, em consonância com outros regulamentos da ANEEL.

49. De forma análoga, os cálculos devem considerar os valores normalizados pela Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT – para avaliação das perdas no cobre e no ferro dos transformadores. Na ausência dos valores normalizados, devem ser utilizados os valores típicos para cada classe de equipamento.

50. Quanto à tensão considerada nos cálculos, deverão ser utilizados os valores nominais em regime permanente regulamentados no PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.

III. 3.b.- Perdas Técnicas Regulares: a influência das perdas não-técnicas nas perdas técnicas

51. As perdas técnicas não são proporcionais à energia. Variam com o quadrado da potência consumida. Para o mesmo consumo e duas cargas, com diferente distribuição de potências, as perdas serão diferentes.

52. Sabe-se ainda que a obrigação da distribuidora está no planejamento de seu sistema para atendimento do mercado faturado. Assim, podemos prever que as perdas não técnicas devido a furtos e desvios de energia, provocam um adicional de perdas técnicas considerável, pois os alimentadores, transformadores e outros equipamentos operam acima do carregamento de projeto, com temperaturas mais elevadas que afetam sobremaneira as perdas técnicas.

53. Como é visto no exemplo da figura abaixo, com duas cargas (uma regular e outra irregular), a influência das perdas não técnicas nas perdas técnicas não pode ser desprezada. Assim, quantificar esse montante é imprescindível para uma regulação por metas.

(Fl. 10 da Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006)

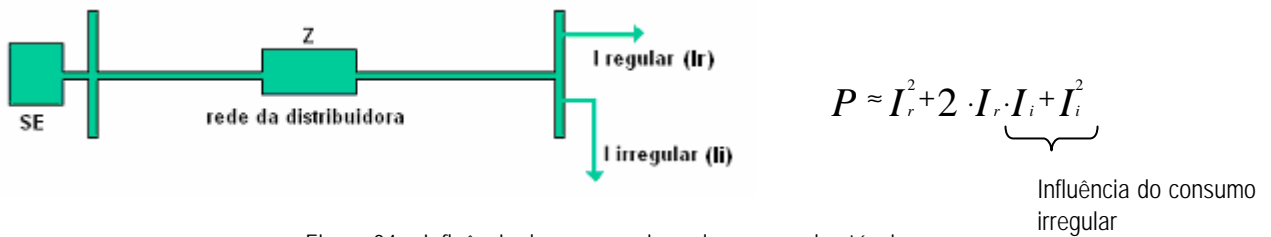


Figura 04 – Influência do consumo irregular nas perdas técnicas

54. No âmbito da metodologia proposta, que visa não somente a avaliar as perdas técnicas, mas também servir como base para a regulação e gestão das perdas, não basta apenas validar o montante de perdas técnicas informado pela distribuidora, mas deve-se buscar a definição de metas de redução dos níveis de perdas, utilizando-se de técnicas apropriadas para tal fim.

55. Para as perdas técnicas, as metas a serem definidas devem incentivar melhorias da gestão técnica (engenharia, manutenção, planejamento) da empresa. Por outro lado, as perdas técnicas oriundas de consumos irregulares são reduzidas com aperfeiçoamentos ou reconstruções de processos na gestão comercial da empresa (vistorias e fiscalizações, campanhas sociais, mapeamento de áreas críticas, entre outras).

56. Dessa forma, é prudente que as perdas técnicas ocasionadas por consumos irregulares sejam assim classificadas, porém consideradas à parte, permitindo uma adequada sinalização de incentivos para sua redução.

57. Assim, define-se o conceito de perdas técnicas regulares, que seriam as perdas fio (perdas técnicas totais) desconsideradas as perdas técnicas provocadas pelo consumo irregular de energia. As perdas técnicas regulares devem considerar somente o efeito do consumo regular (energia fornecida e faturada pela distribuidora).

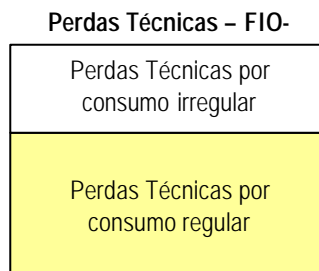


Figura 05 – Segregação das perdas técnicas

58. Considerando que o reconhecimento das perdas no processo de revisão tarifária se dá no nível das perdas globais, a segregação das perdas técnicas não interfere diretamente na definição do montante global das perdas considerados na definição do requisito de energia da distribuidora.

III. 4- TRAJETÓRIAS

59. Como já foi citado, a ANEEL procederá à fixação das perdas regulatórias totais a serem consideradas no cálculo da Parcela A em cada ano do período tarifário. Com a finalidade de calcular os

(Fl. 11 da Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006)

montantes de energia que a concessionária deve comprar, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a serem admitidas sobre as quantidades de energia elétrica que a concessionária distribuidora prevê vender para atender seu mercado. Essa determinação pode ser feita mediante a fixação de um valor único para todo o período tarifário ou mediante a definição de uma “trajetória” ou curva decrescente. A definição das metas deve considerar aspectos de eficiência econômica e técnica, com vistas à modicidade tarifária.

60. Graficamente, o impacto e o tratamento da trajetória de perdas estão demonstrados na figura abaixo, considerando cada componente, que terá tratamento específico.

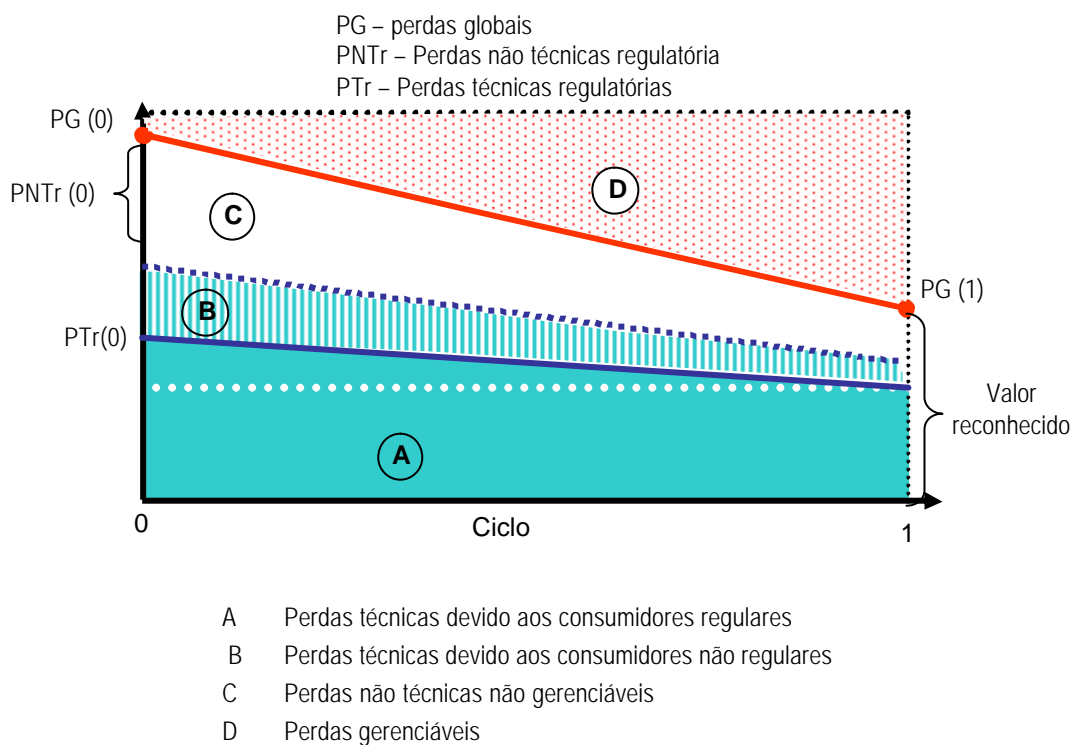


Figura 06 – Trajetória de perdas

III. 4.1.- Perdas Técnicas

61. A trajetória das perdas técnicas está intrinsecamente ligada aos investimentos na rede da distribuidora. A definição de indicadores por nível facilita o acompanhamento dessas perdas, uma vez que podem ser diagnosticados os problemas existentes (por exemplo, uma distribuidora que tem níveis de perdas acima do esperado para as redes de alta tensão). Com isso, tem-se atributos para definir os níveis de investimentos, balizando-os do ponto de vista econômico.

62. Dessa forma, a definição das metas para as perdas técnicas regulares é tratada na Nota Técnica nº 025/2006–SRD/ANEEL, de 23 de maio de 2006, que trata da relação qualidade x investimentos.

63. Do ponto de vista operacional, tem-se que as perdas técnicas regulares serão apuradas anualmente, possibilitando, assim, diagnosticar o efeito da redução das perdas não técnicas no montante de

(Fl. 12 da Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006)

perdas técnicas.

III. 4.2.- Perdas Não Técnicas

64. O maior percentual de perdas não técnicas está associado ao furto de energia e, como foi visto, essas perdas estão associadas a diversos fatores. Uma redução de tais perdas traz conseqüências não só do ponto de vista econômico, mas também do social.

65. A concessionária tem um conjunto de ferramentas e possibilidades para gerenciar essas situações, em geral muito mais efetivas e sem as conseqüências negativas da suspensão do fornecimento. Pela experiência dos números do primeiro ciclo de revisão tarifária, os montantes de perdas informados pelas distribuidoras indicam que o potencial de rentabilidade econômica dessas soluções pode ser alto.

66. É importante que a concessionária desenvolva soluções técnicas e comerciais adequadas para dificultar a fraude e difundir a “cultura” de uso regular da energia elétrica e da adimplência no pagamento. Entre essas ações, destacam-se:

- a. Combate permanente e efetivo por parte de toda a empresa, principalmente, das áreas com relacionamento direto com os consumidores;
- b. Promoção da cultura de eficiência energética e adequação do consumo de energia as possibilidade de pagamento por parte dos consumidores;
- c. Implementação de novas tecnologias para as redes de distribuição, ramais de serviço e medidores;
- d. Interação entre as distribuidoras, com o objetivo de conhecer os procedimentos com resultados positivos que outras empresas estão adotando para redução de suas perdas não técnicas.

67. O primeiro ciclo de revisões tarifárias trouxe ao regulador a noção de que o furto de energia possui como causas principais:

- a. Ineficiências de gestão, diagnóstico incompleto das causas e do adequado combate por parte da concessionária.

Foram identificadas distribuidoras que tiveram eficiência no combate às perdas não técnicas, enquanto outras concentraram seus esforços em outros processos ou, ainda, tiveram insucesso no combate devido à gestão equivocada do problema (recursos inadequados, subestimação do problema, falta de *expertise* etc).

Um outro aspecto verificado, que retrata a ineficiência de gestão, são aquelas concessionárias que possuíam um elevado número de unidades consumidoras sem medição, tendo seu faturamento estimado, ou ainda uma base de cadastro desatualizada.

- b. Impossibilidade de gestão em determinadas áreas;

É reconhecida a existência de determinadas áreas onde o furto de energia extrapola o perfil da concessão como um todo. A generalização do uso do *gato/macaco* impossibilita, na prática, a

(Fl. 13 da Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006)

adoção de políticas eficazes de repressão a esse mecanismo. Entretanto, a identificação de tais áreas deverá estar suportada por indicadores sociais e estudos sócio-econômicos.

68. O primeiro ciclo mostrou também que esses fatores ocorrem em graus bastante distintos entre as concessionárias brasileiras, o que torna inadequado um tratamento regulatório único. Dessa maneira, o tratamento a ser dado pela ANEEL será feito de acordo com a realidade de cada concessão.

69. Para a definição dos valores regulatórios para as perdas não técnicas, o regulador irá considerar, os seguintes fatores, dentre outros possíveis:

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

70. Além desses aspectos, a definição dos critérios para o estabelecimento da trajetória regulatória das perdas não-técnicas deverá ser objeto de discussão das empresas com áreas específicas da ANEEL, no caso a SRE e a SRC.

III. 5.- PERDAS E TARIFA

71. As perdas de energia elétrica estão intrinsecamente ligadas ao impacto na tarifa do consumidor final da distribuidora.

72. Ao se propor uma metodologia para validação das perdas técnicas, com o objetivo de serem apuradas as perdas não técnicas e, conseqüentemente, as perdas globais, vislumbrou-se a possibilidade da definição de um teto de repasse das perdas de energia para o requisito de compra de energia da distribuidora que é considerada na parcela A (custos não gerenciáveis) e repassado ao consumidor final da distribuidora.

73. Contudo, além de sua aplicação na obtenção do nível de receita, outro produto da

(Fl. 14 da Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006)

metodologia proposta serão as perdas de potência por nível de tensão, permitindo, assim, considerar a influência da relação dessas perdas no cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição – TUSD, calculada por nível de tensão, conforme a teoria marginalista, que considera o impacto das cargas em cada nível. Ou seja, para atender 1kW de carga em um determinado nível de tensão do sistema de distribuição, necessita-se, além da demanda da carga, de um adicional referente às perdas nos níveis a montante (redes e transformações) da própria distribuidora, o que impacta na proporção de fluxo considerado na definição da responsabilidade de potência das cargas de cada nível de tensão e conseqüentemente, impactará no montante de uso do sistema de transmissão contratado pela distribuidora para atender seu mercado. Portanto, a definição de indicadores de perdas de potência por nível de tensão permitirá também o correto rateio desse montante entre as cargas da distribuidora, proporcional à responsabilidade de cada carga do sistema.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

74. O art. 13 da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, estabeleceu que *“as tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários”*.

75. Os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica, celebrados com a União, definem a receita da distribuidora, que inclui a consideração das perdas valoradas na parcela A (custos não gerenciáveis), sendo que a empresa possui considerável gestão sobre as perdas de energia elétrica. Nos citados contratos de concessão, constam cláusulas que dizem respeito às perdas de energia, sob o enfoque da qualidade dos serviços prestados, que propõem o acompanhamento de indicadores para auferir as perdas de energia elétrica. Alguns contratos definem que o órgão regulador deve estabelecer a metodologia para o cálculo das perdas técnicas.

76. São diretrizes das atividades da ANEEL, conforme art. 3º do Decreto 2335/1997:

“Art. 3.º A ANEEL orientará a execução de suas atividades finalísticas de forma a proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, observando as seguintes diretrizes:

IV - criação de condições para a modicidade das tarifas, sem prejuízo da oferta e com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica;” (grifo nosso)

77. No mesmo Decreto, são estabelecidas as competências da Agência:

“Art. 4.º À ANEEL compete:

IV - regular os serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor;

(Fl. 15 da Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006)

IX - incentivar o combate ao desperdício de energia no que diz respeito a todas as formas de produção, transmissão, distribuição, comercialização e uso da energia elétrica;

XV - cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas dos contratos de concessão ou de permissão e do ato da autorização;

XVI - estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta e indiretamente, pela sua boa qualidade, observado, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor;" (grifo nosso)

V. DA CONCLUSÃO

78. As perdas de energia elétrica são consideradas na Parcela A da receita da distribuidora e, portanto, compõem a tarifa cobrada dos consumidores. O regulador deve fixar limites para tais perdas, visando uma gestão mais eficiente do setor elétrico, e, conseqüentemente, a modicidade tarifária, considerada uma trajetória.

79. A metodologia proposta assegura um tratamento isonômico a todas as distribuidoras, permitindo ainda capturar as particularidades de cada concessão, fundamentada pelos princípios de incentivo para a distribuidora otimizar seus níveis de perdas, tanto técnicas quanto não técnicas.

80. Sua aplicação permite ainda a regulação da distribuição considerando aspectos técnico-econômicos e consolidados com os demais princípios regulatórios, como a definição de níveis de investimentos, metas de qualidade, estrutura tarifária adequada, entre outros.

(Fl. 16 da Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL, de 23/05/2006)

VI. DA RECOMENDAÇÃO

81. Diante do exposto acima, recomenda-se que seja submetida à Audiência Pública a proposta de metodologia sobre o tratamento regulatório das perdas de energia nas tarifas dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

ROBSON KUHN YATSU
SRD

MÁRCIO ANDREY ROSELLI
SRD

BELARMINO ELIAS
SRE

ANTONIO CARLOS MARQUES DE ARAUJO
SRC

De acordo:

MANOEL EDUARDO MIRANDA NEGRISOLI
Superintendente de Regulação dos Serviços de
Distribuição - SRD

EDUARDO DE ALENCASTRO
Superintendente de Regulação Econômica –
SRE - interino

RICARDO VIDINICH
Superintendente de Regulação da
Comercialização da Eletricidade - SRC