

ROTEIRO DE ATUAÇÃO

PERDAS NÃO TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA

3ª Câmara de Coordenação e Revisão

IV

PERDAS NÃO TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA

MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL

Procuradora-Geral da República

Raquel Elias Ferreira Dodge

Vice-Procurador-Geral da República

Luciano Mariz Maia

Vice-Procurador-Geral Eleitoral

Humberto Jacques de Medeiros

Ouvidor-Geral do Ministério Público Federal

Juliano Baiocchi Villa-Verde de Carvalho

Corregedor-Geral do Ministério Público Federal

Oswaldo José Barbosa Silva

Secretário-Geral

Alexandre Camanho de Assis

Secretária-Geral Adjunta

Eloá Todarelli Junqueira



MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL
3ª CÂMARA DE COORDENAÇÃO E REVISÃO

ROTEIRO DE ATUAÇÃO

PERDAS NÃO TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Volume 4

© 2019 - MPF

Todos os direitos reservados ao Ministério Público Federal

Disponível em: <http://www.mpf.mp.br/atuacao-tematica/ccr3/publicacoes>.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
B823p
Brasil. Ministério Público Federal. Câmara de Coordenação e Revisão, 3. Perdas não técnicas de energia elétrica – Brasília : MPF, 2019. 35 p. – (Roteiro de atuação ; v. 4)
Disponível em: < www.mpf.mp.br >.
1. Perdas elétricas - Brasil. 2. Distribuição de energia elétrica - Brasil. 3. Serviço de energia elétrica - Brasil. 4. Ministério Público Federal – atuação. I. Título. II. Série.
CDD 333.7932

Elaborado por Isabella de Oliveira e Nóbrega – CRB 1/3131

3ª CÂMARA DE COORDENAÇÃO E REVISÃO

Titulares:

Coordenador – Augusto Aras
Subprocurador-Geral da República

Alcides Martins
Subprocurador-Geral da República

Brasilino Pereira dos Santos
Subprocurador-Geral da República

Suplentes:

Maria Emília Moraes de Araújo
Procuradora Regional da República, PRR 3ª Região/São Paulo

Luiz Augusto Santos Lima
Procurador Regional da República, PRR 1ª Região/Brasília

Marcus Vinícius Aguiar Macedo
Procurador Regional da República, PRR 4ª Região/Porto Alegre

Autores:

João Raphael Lima
Coordenador do GT
Procurador da República no Município de Guarabira/PB

André Bueno de Silveira
Substituto
Procurador da República no Município de Guarulhos/SP

Roberto Moreira de Almeida
Membro
Procurador Regional da República da 5ª Região - PRR5ª

Paulo José Rocha Júnior
Membro
Procurador da República no Distrito Federal - PR-DF

Ricardo Perin Nardi
Membro
Procurador da República no Município de Campinas/SP

Planejamento visual e diagramação:

Héber Peixoto Sabino / Secretaria de Comunicação Social (Secom)

Revisão de texto:

Ana Paula Rodrigues de Azevedo / Secom
Fernanda Gomes Teixeira de Souza / Secom

Normalização Bibliográfica:

Coordenadoria de Biblioteca e Pesquisa (Cobip)

Procuradoria-Geral da República

SAF Sul, Quadra 4, Conjunto C
Fone (61) 3105-5100
70050-900 - Brasília - DF

www.mpf.mp.br

Sumário

	APRESENTAÇÃO	7
1	CONTEXTUALIZAÇÃO	9
2	OBJETIVO	11
3	ATRIBUIÇÃO DO MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL	12
4	FORMA DE REGULAÇÃO	13
5	ROTEIRO DE ATUAÇÃO	15
	ANEXOS	18
	Apêndice A - Nota Técnica nº 28/2014, da 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal.	18
	Apêndice B - Parecer nº 31/2015/AP, elaborado pela Assessoria Pericial da 3ª Câmara de Coordenação e Revisão	26

APRESENTAÇÃO

O roteiro apresenta sugestão de linha de atuação no que diz respeito às perdas não técnicas de energia elétrica, em virtude de problemas enfrentados pelas distribuidoras relacionados à qualidade de gestão da empresa e às condições socioeconômicas e culturais da população atendida. A título de exemplo, é possível citar fraudes, erros de medição, furtos de energia, unidades consumidoras sem medidor de energia, entre outros.

A fiscalização do cumprimento das metas regulatórias relativas às perdas não técnicas de energia pelo Ministério Público Federal tem o objetivo de verificar a atuação das empresas e o modo como a Aneel tem se posicionado nos casos em que as metas são constantemente descumpridas. A importância dessa fiscalização advém do fato de que as empresas somente podem repassar aos consumidores as perdas não técnicas até os limites das metas regulatórias, assim eventual dificuldade financeira da empresa poderá afetar a qualidade da prestação de serviço.

O roteiro busca traçar orientações para que o membro identifique o cumprimento das metas regulatórias.

1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O sistema elétrico brasileiro é dividido em três partes, quais sejam, a Geração, a Transmissão e a Distribuição de Energia Elétrica. As perdas de energia consistem na diferença entre a energia injetada no sistema elétrico e a energia medida pelas distribuidoras nas unidades consumidoras (residências, estabelecimentos comerciais, indústrias, produtores rurais etc.).

As perdas de energia ocorrem por questões ínsitas ao sistema elétrico brasileiro. É que “dadas as características da energia elétrica e sua transmissão e distribuição, não é toda energia injetada no sistema que chega a seus consumidores finais para, assim, cumprir seu propósito”. Dessa forma, “uma parcela substancial da energia total injetada se perde no caminho antes de chegar à residência ou empresa, sendo considerada perda técnica ou não técnica, dependendo da natureza de sua perda”.¹

As perdas de energia podem ocorrer na Transmissão e também na Distribuição.

Sobre as perdas na Transmissão, a Aneel apresenta a seguinte definição no seu sítio eletrônico:

Cabe à Aneel definir a cada revisão tarifária um referencial regulatório de perdas que leve em consideração o desempenho da concessionária nos segmentos de perdas. As perdas podem ser segmentadas entre Perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem notadamente técnica, e as Perdas na Distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

Perdas na Rede Básica (ou Transmissão): são aquelas que ocorrem entre a geração de energia elétrica nas usinas até o limite dos sistemas de distribuição. São apuradas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme dados de medição de geração e a energia entregue às redes de distribuição. A diferença entre elas resulta no valor de Perdas na Rede Básica e seu custo é rateado

¹ Nota Técnica nº 28/2014, 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal.

em 50% para geração e 50% para o consumo.²

Além das perdas na Transmissão, ocorrem as perdas de energia na Distribuição, que podem ser técnicas ou não técnicas.

No Parecer nº 31/2015/AP, elaborado pela Assessoria Pericial da 3ª Câmara de Coordenação e Revisão, consta a seguinte definição das perdas na Distribuição:

[...]

19. Inicialmente, observa-se que as perdas de energia dividem-se em perdas técnicas (PT) e perdas não técnicas (PNT), chamadas também de perdas comerciais. As perdas técnicas correspondem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária. O nível de perdas técnicas calculado, como percentual da energia injetada, é mantido constante em todo o ciclo tarifário até a revisão subsequente.

20. As perdas não técnicas ou comerciais são provocadas por fraudes, desvios e irregularidades, tais como “gatos” e “gambiaras”, e não dependem apenas da gestão da distribuidora. O poder público também deve garantir segurança aos agentes responsáveis pela inspeção que consiste na visita a determinados consumidores para verificação de eventuais irregularidades. As perdas comerciais são nocivas do ponto de vista distributivo, pois o custo da energia roubada é rateado pela distribuidora e todos os consumidores regularizados.

[...]

O presente roteiro apresenta sugestão de linha de atuação no que diz respeito especificamente às perdas não técnicas, que ocorrem em virtude de problemas enfrentados pelas distribuidoras relacionados à qualidade de gestão da empresa e às condições socioeconômicas e culturais da população atendida. A título de exemplo, é possível citar fraudes, erros de medição, furtos de energia, unidades consumidoras sem medidor de energia, entre outros.

² Disponível em http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2IntBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fmetodologia-distribuicao%3Fp_id%3D101_INSTANCE_e2IntBH4EC4e%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D3%26p_p_col_count%3D4. Acesso em: 25 abr. 2017.

2 OBJETIVO

Os problemas enfrentados pelas distribuidoras de energia podem impactar significativamente o desenvolvimento de suas atividades, muitas vezes com a diminuição da qualidade do serviço prestado.

O cumprimento das metas relativas às perdas não técnicas de energia tem como escopo viabilizar a modicidade tarifária, mas sem perder de vista a melhoria da qualidade do serviço público prestado.

A fiscalização do cumprimento das metas regulatórias relativas às perdas não técnicas de energia realizada pelo Ministério Público Federal tem o objetivo de verificar a atuação das empresas e o modo como a Aneel tem se posicionado nos casos em que as metas são constantemente descumpridas. A importância dessa fiscalização advém do fato de que as empresas somente podem repassar aos consumidores as perdas não técnicas até os limites das metas regulatórias e eventual dificuldade financeira da empresa poderá afetar a qualidade da prestação de serviço.

3 ATRIBUIÇÃO DO MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL

A Constituição da República, no art. 21, inciso XII, 'b', dispõe que compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.

Nesse rumo, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que regula o setor elétrico brasileiro, nos termos da Lei nº 9.472/1996.

Assim, levando em conta que um dos aspectos do setor elétrico brasileiro, regulado pela Aneel, tem como objeto o estabelecimento de metas relativas às perdas não técnicas de energia, é possível sustentar que a análise macro do sistema elétrico brasileiro e a verificação da forma de atuação da Aneel, que é uma autarquia federal, são atribuições do MPF.

4 FORMA DE REGULAÇÃO

A Aneel adota uma forma de regulação por incentivos quanto às perdas não técnicas de energia. Tal modelo é baseado no método de regulação Yardstick, que consiste em um tipo de regulação por incentivos e induz à adoção de comportamento eficiente pelo agente econômico, com a utilização de empresas modelos.

A agência reguladora fixa critérios de remuneração das distribuidoras de modo que haja um incentivo para desenvolver as atividades com mínimo de custo e máxima qualidade do serviço, adotando padrões de avaliação de desempenho.

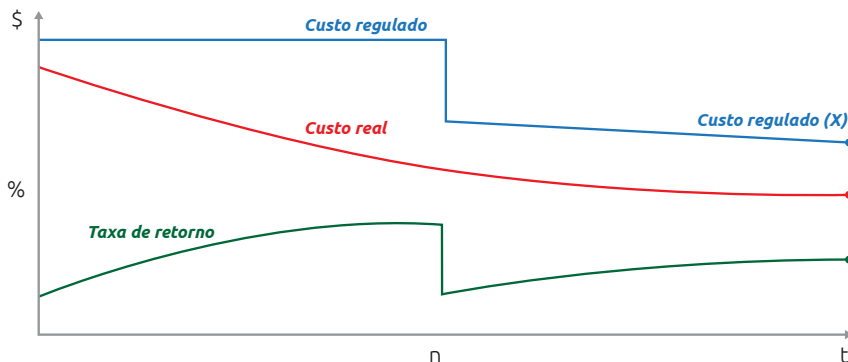
O Parecer nº 31/2015/AP, elaborado pela Assessoria Pericial da 3ª Câmara de Coordenação e Revisão, elucida a forma de regulação por incentivos:

[...]

8. Caso o preço teto (price cap) permitido esteja baseado nos custos médios [Observa-se que o custo da concessionária já inclui a remuneração do investimento. De sorte que se os preços excedem os custos, a concessionária contabiliza ganhos extras. Ou seja, sua taxa de retorno aumenta. Isso só é possível via redução dos custos, dado que o preço é fixo.], quanto mais abaixo da média estiver o custo de determinada empresa, maior será o seu benefício dado que mais distante será o preço dos custos. Já se a empresa não reduz os custos e as demais o fazem, haverá perdas para quem não reduziu. Pois, no próximo período, o preço será fixado com base em custos médios menores que o período anterior já que as empresas foram incentivadas a reduzir os custos.

[...]

14. A figura abaixo ilustra essa situação, o custo real da concessionária cai à medida que o ciclo tarifário avança. Quanto menor for o custo real, dado o custo regulado, maior será a taxa de retorno do investimento, que cresce na proporção de queda do custo real. No próximo ciclo, conforme observa-se, o custo regulado (X) será menor dada a estratégia das empresas em priorizar a redução de custos para obtenção de ganhos extras.



15. A contínua redução do preço da tarifa, a cada ciclo, impõe uma trajetória declinante sustentável, o que atende aos interesses da política de modicidade tarifária. No entanto, o mecanismo de redução das tarifas no longo prazo decorrente da maior eficiência econômica, estimulada pela regulação Yardstick, tem limite para avançar até quando for possível reduzir custos sem comprometer os indicadores de qualidade e o retorno do investimento.

De forma didática, imagine-se que as concessionárias similares de determinada área adotem a tarifa de R\$ 100,00 (cem reais). Aquelas que reduzirem os seus custos a R\$ 80,00 (oitenta reais) terão uma margem de R\$ 20,00 (vinte reais) como ganho extra. Aquelas que reduzirem os seus custos a R\$ 90,00 (noventa reais) terão uma margem de R\$ 10,00 (dez reais) como ganho extra. Já aquelas que mantiverem os seus custos em R\$ 100,00 (cem reais) ou acima desse valor, provavelmente não terão receitas suficientes para cobrir os custos no próximo ciclo tarifário, uma vez que os custos médios poderão cair em virtude da eficiência demonstrada pelas demais concessionárias similares da mesma região.

5 ROTEIRO DE ATUAÇÃO

A atuação do Ministério Público Federal com relação à eficiência do modelo adotado pela Aneel foi debatida no âmbito da 3ª Câmara de Coordenação e Revisão. Desse modo, constatou-se, num primeiro momento, que o tipo de regulação adotado pela agência reguladora é adequado aos fins colimados.

Nesse rumo, sugere-se a adoção de providências que permitam, nos casos concretos, que os membros responsáveis pelos procedimentos atinentes a esta matéria verifiquem se ocorre, de fato, a adoção de medidas específicas pelas concessionárias para alcançar a eficiência do sistema elétrico.

As providências sugeridas são as seguintes:

- A primeira providência a ser adotada é a instauração de um Inquérito Civil, com o seguinte objeto: “Concessionária (NOME). Perdas não técnicas de energia no sistema de distribuição. Verificação da adoção (ou não) de medidas de comportamento eficiente do agente econômico.”.

- Em segundo lugar, sugere-se a solicitação à Aneel dos dados desagregados de cada ano relativos às perdas não técnicas, reais e regulatórias, utilizando-se os modelos abaixo:

Tabela 1 – Concessionária (NOME). Evolução das perdas não técnicas (em R\$)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Perdas Não Técnicas Reais										

Tabela 2 – Concessionária (NOME). Evolução das perdas não técnicas (em GWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Perdas Não Técnicas Reais										

Tabela 3 – Concessionária (NOME). Evolução das perdas não técnicas (em %)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Perdas Não Técnicas Reais										
Perdas Não Técnicas Regulatórias										

Com os dados acima, podem-se adotar dois caminhos: **a)** arquivamento do procedimento, no caso de cumprimento da meta regulatória; e **b)** continuidade das investigações, no caso de descumprimento da meta regulatória. Neste caso, sugere-se a expedição de ofício à concessionária, solicitando informações sobre as medidas adotadas para enfrentar o problema atinente às perdas não técnicas (programa de combate às perdas não técnicas) e justificativas para o não atingimento das metas regulatórias.

Nos termos já expostos, as perdas não técnicas ocorrem em virtude de problemas relacionados à qualidade de gestão da empresa e às condições socioeconômicas e culturais da população atendida. Dessa forma, será pertinente verificar as medidas adotadas visando evitar fraudes e furtos de energia, inclusive a articulação da concessionária com o Poder Público no combate a eventuais ilícitos, por meio de campanhas de substituição de equipamentos eletrônicos de alto consumo de energia por equipamentos mais econômicos como incentivo para afastar os casos de furto de energia (“gatos”), bem como disponibilização de medidores para todas as unidades consumidores, entre outros.

Por fim, no caso do item ‘b’ supracitado, sugere-se que, após colhidas as informações com a concessionária, a Aneel seja instada a informar se, no caso de a concessionária não alcançar a meta regulatória de perdas não técnicas, a empresa tem demonstrado capacidade econômica efetiva de suportar o não repasse do valor dos custos aos consumidores.

A metodologia de regulação das perdas não técnicas não prevê outras sanções às concessionárias no caso de descumprimento das metas regulatórias. Nessa hipótese, os percentuais de perdas não técnicas que ultrapassarem os percentuais regulatórios serão suportados pela própria concessionária, sem repasse para a tarifa de energia.


Logo, é preciso considerar se a concessionária tem apresentado efetiva condição de suportar o não repasse das perdas e sua condição de manter a eficiência do

sistema, pois a derrocada financeira da empresa poderá acarretar, ao fim e ao cabo, prejuízo aos consumidores da área de atuação da concessionária, com a não prestação do serviço ou a prestação deficiente.

Registre-se, novamente, que o cumprimento das metas relativas às perdas não técnicas tem como objetivo viabilizar a modicidade tarifária, mas sem perder de vista a prestação de um serviço público de qualidade.

ANEXOS

Apêndice A – Nota Técnica nº 28/2014, da 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal.

 Procuradoria Geral da República <small>Ministério Público Federal</small>	3ª CÂMARA DE COORDENAÇÃO E REVISÃO-CONSUMIDOR E ORDEM ECONÔMICA SAFS Q. 4 Cj. C Bl. B S/301, Brasília/DF, CEP 70050-900, (61)3105-6028, http://3ccr.pgr.mpf.gov.br/ , 3camara@pgr.mpf.gov.br	NOTA TÉCNICA Nº de folhas: 08 Nº de anexos: 01
	NATUREZA	NT nº 28/2014
LOCAL E DATA: Brasília, 03 de abril de 2014.	ETIQUETA ÚNICO: PGR-00070849/2014	
ASSUNTO: Perdas elétricas da CERON	INTERESSADO: Procuradora da República Gisele Dias Cunha	

I. Introdução

1. A Procuradora da República Gisele Dias de Oliveira Bleggi Cunha solicitou à Assessoria Pericial da 3ª CCR¹ a elaboração de Nota Técnica a fim de *constatar plausibilidade jurídica das informações técnicas apresentadas* pela ANEEL e pela Eletrobrás Distribuidora Rondônia – CERON no bojo do Inquérito Civil nº 1.31.000.000331/2011-89. Tal inquérito foi instaurado com vistas a *apurar o tratamento que vem sendo dado pela ANEEL e pelos agentes de transmissão e distribuição de energia quanto às perdas técnicas*.

2. A procuradora solicitou à ANEEL informações acerca da conformidade do repasse das perdas técnicas aos consumidores da Eletrobrás Distribuição Rondônia, bem como dos valores máximos e mínimos admitidos de repasse pela agência reguladora e sua justificativa econômica. A resposta da ANEEL será analisada ao longo dessa Nota Técnica.

3. À CERON, a procuradora solicitou *dados atualizados acerca da revisão tarifária, bem como da realização de audiência pública para definições metodológicas*. Em resposta, a empresa apresentou o cronograma oficial para envio de informações à ANEEL até a data de homologação da audiência pública de revisão tarifária. Não foram encaminhadas informações passíveis de análise.

II. Perdas

4. Dadas as características da energia elétrica e sua transmissão e distribuição, não é toda energia injetada no sistema que chega a seus consumidores finais para, assim, cumprir seu propósito. Uma parcela substancial da energia total injetada se perde no caminho antes de chegar à residência ou empresa, sendo considerada perda técnica ou não técnica, dependendo da natureza de sua perda.

5. As perdas técnicas são as perdas decorrentes de causas tecnológicas, inerentes ao sistema de energia elétrica, sendo uma das principais o efeito Joule – dissipação de energia térmica ocasionada pela condução de energia elétrica pelos cabos. Embora não seja possível eliminá-las, investimentos em equipamentos e materiais adequados e a implementação de um bom programa de manutenção podem contribuir para redução dessas perdas.

6. As perdas não técnicas, também chamadas de perdas comerciais, são causadas por outra sorte de empecilhos encontrados pela distribuidoras, como, por exemplo, fraudes, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem

¹ Ofício nº 5013/2013/MPF/PR-RO/SETC-6º Ofício – 3ª CCR (PR/RO00024893/2013)

equipamento de medição e, principalmente, furtos de energia. Essas perdas estão fortemente relacionadas à qualidade de gestão da empresa, às condições socioeconômicas da população atendida e ao nível de aceitação cultural ao furto de energia na localidade em que a concessão se insere.

7. O grande malefício das perdas em geral verificadas no sistema resulta no relevante peso que as mesmas desempenham na tarifa final de energia elétrica e no volume de recursos adicionais que devem ser investidos em novos empreendimentos para que a geração de energia consiga acompanhar o incremento na demanda. Resumidamente, elevados níveis de perdas acarretam necessidade de expandir a energia gerada e injetada no sistema para além dos níveis necessários em um contexto livre de perdas excessivas.

8. Para uma noção mais clara acerca da magnitude das perdas de energia, em 2007, as perdas técnicas atingiram a casa dos 25 TWh. Essa quantidade seria suficiente para abastecer, por um ano, os Estados da Bahia, Pernambuco e Ceará juntos. Já as perdas comerciais, nesse mesmo ano, situaram-se na casa dos 19 TWh. A título de comparação, na mesma época o nível de perdas totais dos maiores consumidores europeus se encontrava por volta de 7%.

II.1 - A medição das perdas

9. As perdas totais na distribuição são definidas como a diferença entre a energia injetada na rede de distribuição e a energia fornecida aos consumidores. As perdas técnicas de energia são calculadas pela ANEEL, em cada processo de revisão tarifária e a diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas calculadas são as perdas não técnicas.

10. Acerca do cálculo das perdas, tem-se a seguinte redação no Módulo 7 do PRODIST:

4.1 A ANEEL apurará os valores de perdas técnicas em megawatt-hora (MWh) estratificando os valores para cada segmento, conforme os indicadores a seguir definidos:

Energia Fornecida - EF: energia ativa efetivamente entregue e medida, ou estimada, nos casos previstos pela legislação, às unidades consumidoras, outras distribuidoras e consumidores livres, mais o consumo próprio, em megawatt-hora (MWh);

Energia Injetada - EI: energia ativa efetivamente recebida e medida de um agente, em megawatt-hora (MWh);

Energia Passante - EP (i): total de energia ativa que transita no segmento (i), em megawatt-hora (MWh);

Perdas Técnicas do Segmento - PTS (i): perdas técnicas para cada segmento, em megawatt-hora (MWh);

Perdas Técnicas - PT: corresponde à soma das perdas técnicas de todos os segmentos, em megawatt-hora (MWh);

Perdas na Distribuição - PD: corresponde à diferença entre a Energia Injetada – EI e a Energia Fornecida – EF, em megawatt-hora (MWh);

Perdas Não Técnicas - PNT: corresponde à diferença entre as Perdas na Distribuição - PD e as Perdas Técnicas - PT, em megawatt-hora (MWh);

III. Regulação por incentivos

11. A regulação por incentivos é àquela que induz o agente à adoção de um comportamento desejável quanto a eficiência produtiva e alocativa e a qualidade dos produtos e serviços; promovendo um nível de investimento adequado em contrapartida a preços razoáveis.

12. A tarifa de energia elétrica praticada pela CERON é definida pela agência reguladora. O contrato de concessão e a lógica da regulação por incentivos determina que a ANEEL estabeleça um nível tarifário suficiente para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, mas que, ao mesmo tempo, fomente a busca por eficiência.

13. A ANEEL destaca, em sua resposta à procuradora, que em qualquer atividade produtiva concorrencial, parte dos custos são repassados aos preços. O montante do repasse nesses mercados é definido pela dinâmica da concorrência, em que há incentivos naturais para a busca constante de eficiência, sob pena de eliminação do mercado.

14. A distribuição de energia elétrica é, no entanto, caracterizada como um monopólio natural². Essa estrutura de mercado exige a presença de um órgão regulador que garanta a promoção de um ambiente de mercado seguro e confiável que estimule os investimentos privados e, ao mesmo tempo, garanta o bem-estar dos consumidores por meio da disponibilidade do serviço em condições adequadas de qualidade e preço.

15. Assim, no caso das distribuidoras de energia elétrica, a agência reguladora deve fazer com que seus regulamentos reproduzam, da melhor forma possível, os incentivos para que as empresas se comportem como se estivessem em um ambiente concorrencial.

16. Com base nesses conceitos econômicos, a ANEEL explica, que as perdas elétricas (técnica e não técnica) são consideradas no cálculo da tarifa até um limite máximo estabelecido pela agência.

17. Desde o 2º ciclo tarifário, a agência adota o modelo denominado *yardstick competition* (regime por comparação), que utiliza a observação de outras empresas para estabelecer níveis eficientes de desempenho e custos para a empresa regulada. O desafio enfrentado pelos reguladores na aplicação deste modelo é a correta escolha das variáveis utilizadas para realizar a comparação entre empresas, de modo a gerar incentivos para a melhoria das práticas no combate às perdas não técnicas.

18. Como as perdas não técnicas estão fortemente relacionadas às condições socioeconômicas da população atendida, foi realizada pesquisa com um amplo conjunto de variáveis sociais, utilizando análise de regressão³, de forma a definir os indicadores orientadores da fixação das trajetórias regulatórias. Empresas situadas em áreas de concessão com indicadores sociais similares e com diferentes níveis de perdas permitem

² Monopólio Natural é definido como uma situação em que, para dado nível de produção de um produto homogêneo, o custo de produção da indústria quando existe uma única empresa atuando no mercado são menores do que aqueles associados a uma estrutura de mercado competitiva.

³ Utilizou-se o "Modelo de Dados em Painel com efeitos Aleatórios"

inferir que há espaço para redução destas perdas pela empresa menos eficiente. A Coelce foi a empresa *benchmark* comparada à CERON, para o estabelecimento das metas de redução das perdas não técnicas no 2º e no 3º ciclo revisão tarifária.

19. O exercício feito pelo órgão regulador a cada novo ciclo tarifário é tentar separar o montante de perdas que ocorrem em decorrência da ineficiência da empresa daquele montante decorrente de falhas em outras disciplinas que lhe fogem ao controle, como a ausência de segurança pública, as condições sociais, a aceitação social do furto de energia, entre outros.

20. No caso das perdas técnicas, são feitos cálculos levando-se em conta características físicas do sistema de distribuição como a distância dos pontos de injeção ao ponto de consumo, os tipos de transformadores, etc. Por estar diretamente relacionada aos ativos da distribuidora, que tem variação apenas marginal no curto prazo, o nível de perdas técnicas calculado, como percentual da energia injetada, é mantido constante em todos os processos tarifários até a revisão subsequente.

21. Para que as distribuidoras não se acomodem no combate a perdas, a ANEEL estabelece, a partir do *benchmark* inicial, uma trajetória decrescente de repasse à tarifa. Assim, para cada período tarifário, define-se um nível de perdas regulatórias inferior ao período anterior, forçando para baixo o nível de perdas da distribuidora.

22. Outra forma de incentivar a busca por eficiência por parte das distribuidoras está no próprio modelo de revisão tarifária de teto de preço (*price-cap*). Nesse modelo, caso a distribuidora atinja um nível de eficiência melhor do que aquele estabelecido pelo regulador, ela poderá se apropriar desses ganhos extras até a próxima revisão tarifária.

23. Dessa forma, percebe-se que o tratamento dado às perdas se dá pela criação de níveis regulatórios abaixo dos presenciados no instante do reajuste, porém mantido em um patamar o qual permite-se que a distribuidora empenhe-se para buscar, ao longo do período tarifário, no mínimo, níveis de perdas iguais aos valores regulatórios.

24. No momento da revisão tarifária, determina-se a curva de decréscimo das perdas regulatórias, dando transparência e permitindo à distribuidora organizar-se e planejar-se para conseguir acompanhar a trajetória definida para o futuro, trazendo ganhos para a concessionária e, também, para a população, por meio de uma tarifa menor.

IV. Análise

25. Com base na resposta da ANEEL e na Nota Técnica nº 910/2009, é possível concluir que o primeiro ciclo de revisão tarifária da CERON não estabeleceu meta regulatória para repasse de perdas, mas, por se tratar de um período de adaptação às novas regras do setor⁴, apenas exigiu da empresa a apresentação de um plano de redução de perdas para

⁴ Entre 2003 e 2004 o governo federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico

o período de 2005 a 2009. Esse plano serviria como referência para as revisões tarifárias posteriores.

26. O plano da CERON estabelecia como meta a redução das perdas totais sobre a energia injetada de 34,64% para 24,5%. Findo o período, no entanto, a distribuidora havia reduzido o montante real em apenas 1,91%, atingindo 32,73% de perdas totais da energia injetada⁵ em 2009.

27. De qualquer forma, ao estabelecer as perdas para o segundo ciclo de revisão tarifária⁶, a ANEEL considerou os 24,5%, e não os 32,73% reais, como ponto de partida para o cálculo da trajetória para o período de 2009 a 2012. A trajetória estabelecida pela agência foi a seguinte:

Tabela 1 - Perdas Elétricas CERON – 2º ciclo de revisão tarifária

	2009	2010	2011	2012
Perdas Técnicas (sobre energia injetada)	12,74%	12,74%	12,74%	12,74%
Perdas não técnicas (sobre mercado BT)	20,90%	18,58%	16,25%	13,93%

Fonte: Nota Técnica nº 346/2010-SRE/ANEEL

28. Conforme colocado no item 18, como os ativos da empresa apenas variam de forma marginal no curto prazo, o nível de perdas técnicas calculado como percentual da energia injetada é mantido constante no interior de cada ciclo tarifário. O incentivo regulatório para redução é dado a cada nova revisão.

29. O combate às perdas não técnicas, por sua vez, é incentivado ano a ano. A trajetória decrescente estabelecida pela agência, que já parte de um patamar abaixo do verificado, autoriza a empresa a repassar ao consumidor somente o montante necessário para cobertura das perdas regulatórias. A diferença entre as perdas regulatórias e as perdas reais são arcadas ou absorvidas, inteiramente, pela distribuidora de energia.

30. O ofício nº 0400/2013/PGE-ANEEL/PGF/AGU, em anexo, enviado à 3ª CCR para tratamento de outra questão, traz em seu texto uma tabela que contém o histórico de perdas totais reais e o de perdas regulatórias sobre a energia injetada das distribuidoras da região Norte. Os dados da CERON são os seguintes:

Tabela 2 – Histórico de Perdas Totais Reais e Regulatórias da CERON

Distribuidora CERON	2008	2009	2010	2011	2012
Perdas Totais Reais (%)	32,73%	30,10%	28,15%	26,03%	27,71% ⁷
Perdas Totais Regulatórias (%)	33,50%	23,43%	22,35%	21,45%	20,51%

Fonte de Dados: Sistema de Acompanhamento de Mercados - SAMP

Brasileiro (SEB), sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

⁵ Nota Técnica no 379/2009-SRE/ANEEL

⁶ Resolução homologatória nº 1.087/2010

⁷ O ofício da ANEEL trazia valor provisório para o ano de 2012. O valor 27,71% foi retirado da Nota Técnica nº 0237/2013-SRD/ANEEL.

31. A tabela 2 mostra que, em termos relativos, as perdas totais da CERON têm trajetórias decrescente o que significa que a empresa está respondendo positivamente aos incentivos regulatórios, mas não no ritmo necessário para superar as metas estabelecidas pela ANEEL. Além disso, os sucessivos decréscimos observados desde o ano de 2008 foram interrompidos, em 2012, com uma piora de 1,68% no nível de perdas reais.

32. É importante frisar que as perdas totais referidas na tabela 2 não são equivalentes a soma das perdas técnicas e não técnicas da tabela 1. Isso ocorre porque a primeira tabela se restringe às perdas não técnicas em baixa tensão (consumidores residenciais), enquanto a segunda tabela considera o sistema elétrico completo (perdas na transmissão e distribuição. Em sistemas de alta, média e baixa tensão).

33. O terceiro ciclo de revisão tarifária da CERON⁸ deu continuidade ao repasse decrescente à tarifa do consumidor e estabeleceu a seguinte trajetória de perdas para o período de 2014 a 2016:

Tabela 3 - Perdas Elétricas CERON – 3º ciclo de revisão tarifária

	2013	2014	2015	2016
Perdas Técnicas (sobre energia injetada)	11,15%	11,15%	11,15%	11,15%
Perdas não técnicas (sobre mercado BT)	11,73%	9,54%	7,34%	5,14%

Fonte: Nota Técnica no 500/2013-SRE/ANEEL

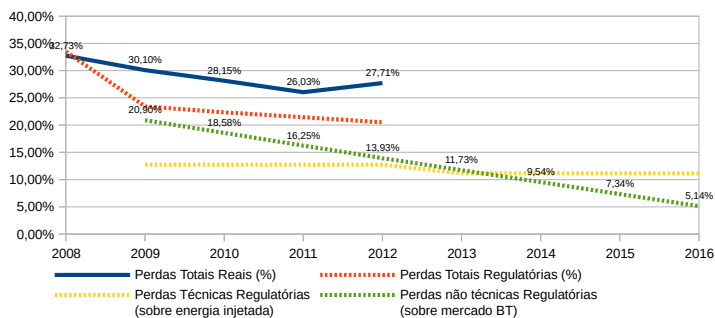
34. O gráfico, abaixo, resume as informações apresentadas nessa análise, com destaque para a redução das perdas totais reais e para a trajetória linear decrescente do repasse das perdas na rede de baixa tensão para os consumidores de energia. As linhas tracejadas referem-se a patamares regulatórios e a linha sólida às perdas totais reais.

Gráfico 1 – Perdas CERON

Fonte: ANEEL

⁸ Resolução homologatória nº 1.657/2013

Nota Técnica nº 28/2014 – Perdas Elétricas da CERON



V. Conclusão

35. O papel da regulação no país é implicar condições ao regulado que o façam se comportar como em um ambiente concorrencial. Para tanto, a ANEEL estipula limites regulatórios que induzam a concessionária a um comportamento eficiente.

36. O repasse de parte das perdas elétricas à tarifa do consumidor se justifica pelo entendimento de que a concessionária não tem instrumentos, nem competência, para promover o pleno combate. Quer dizer, enquanto as perdas técnicas derivam de questões tecnológicas, com restrito espaço para melhorias; as perdas não técnicas tem origem em motivações diversas, geralmente ligadas a questões socioeconômicas, que fogem ao controle da concessionária.

37. De qualquer forma, para que não haja acomodação da distribuidora, a cada revisão tarifária, a agência estabelece uma trajetória decrescente de perdas totais passíveis de repasse à tarifa do consumidor. Qualquer diferença entre o valor regulatório e o valor real é responsabilidade da concessionária.

38. A análise dos dados apresentados pela ANEEL em ofícios e Notas Técnicas mostra que a CERON tem respondido aos incentivos regulatórios, mas não no ritmo visto como ideal pelo órgão regulador. Além disso, foi possível observar uma piora no nível de perdas reais ano de 2012.

39. Destaca-se, novamente, que o não atingimento das metas estipuladas pela ANEEL prejudica, em um primeiro momento, apenas à própria distribuidora visto que ela somente será ressarcida pelos consumidores no montante das perdas autorizado pela agência. Indiretamente, no entanto, a situação de uma empresa que incorre em sucessivos prejuízos devido à má gestão das perdas elétricas pode se tornar insustentável, levando a redução de investimentos e, conseqüentemente, a deterioração do serviço prestado.

40. Sugere-se, assim, solicitar à CERON informações atualizadas acerca dos programas de combate a perdas, bem como a apresentação de justificativa para a piora no nível de 2012.

Igor Koehne
Estagiário de Economia
27859

Débora Alves Pereira Bastos
Técnico Administrativo/Economista
22250-0

De acordo:

Roberto Teixeira Alves
Analista em economia/Perito
5253

PGR-00150724/2015
17/06/2015



MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL
PROCURADORIA GERAL DA REPÚBLICA
3ª CÂMARA DE COORDENAÇÃO E REVISÃO
ASSESSORIA PERICIAL

PARECER Nº 31/2015/AP

REFERÊNCIA	ICP 1.22.000.000606/2010-11 (PRMG)
SOLICITANTE	Procurador da República, Dr. Álvaro Ricardo de Souza Cruz
EMENTA	Parecer examina a regulação da Aneel referente às perdas de energia.

1. INTRODUÇÃO

1. O procurador da República, Álvaro Ricardo de Souza Cruz, instaurou o Inquérito Civil Público para apurar postura regulatória e métodos empregados pela ANEEL na fiscalização de perdas técnicas (PT) e não técnicas (PNT) decorrentes da prestação de serviço público de energia elétrica. De acordo com o procurador, o ICP tem como motivação a investigação conduzida pelo GT Energia e Combustíveis da 3ª Câmara que, em dezembro de 2009, encaminhou cópia integral dos documentos a diversas procuradorias, sugerindo que algumas recomendações fossem dirigidas à referida Agência Reguladora.

2. Diante das informações recebidas, o membro oficiante solicitou esclarecimentos adicionais ao coordenador do GT Energia e Combustíveis, conforme segue:

2.1 Em que consiste, detalhadamente, o método de regulação Yardstick? Por que a utilização desse método foi considerada inadequada pelo GT de Energia e Combustíveis, especificamente em relação à regulação das perdas energéticas (técnicas e não técnicas) procedida pela ANEEL durante o período de janeiro de 2003 a dezembro de 2010?

2.2 O GT identificou problemas na regulação tarifária procedida pela ANEEL nos ciclos subsequentes àquele que se encerrou em dezembro de 2010? Em caso positivo, poderia V. Sa. Descrever em detalhes quais são esses problemas? Esses problemas estavam presentes também no

primeiro e no segundo ciclos de regulação econômica?

2.3 Considerando: a) as conclusões do GT, exaradas na Promoção Ministerial; b) o montante significativo de repasse às tarifas dos consumidores mineiros dos valores concernentes às perdas energéticas; e c) a utilização, pela ANEEL, durante os dois primeiros ciclos de regulação econômica, da metodologia Yardstick; é possível afirmar que houve, *in casu*, ineficiência e inadequação da regulação tarifária desenvolvida pela ANEEL? Favor delinear os aspectos técnicos considerados convenientes para embasar essa resposta.

3. Tendo em vista a instauração do procedimento do GT Energia e Combustíveis, que trata do repasse para tarifa das perdas de energia (1.00.000.007706/2014-51), com relatoria do Dr. Bruno José Silva Nunes, este parecer limita-se às questões técnicas apontadas pelo procurador da República, Álvaro Ricardo de Souza Cruz, como subsídio à reflexão do tema. Na sequência, o Parecer será anexado aos autos e enviado ao relator do tema no GT para as providências, com cópia para o coordenador do GT Energia e Combustíveis, Dr. João Raphael.

2. A REGULAÇÃO YARDSTICK

4. Com relação ao item 2.1, registra-se que o método de regulação *Yardstick* consiste no tipo de regulação por incentivos, que induz a adoção de comportamento eficiente pelo agente econômico, com a utilização de empresas modelos. Por isso, esse tipo de regulação é também conhecida como regulação por comparação ou competição por padrões, indicada para casos de monopólio natural como a distribuição de energia e o fornecimento de água.

5. Nesses casos, para garantir tanto a rentabilidade do investidor como o bem estar do consumidor é necessário fixar critérios de remuneração das atividades reguladas que incentivem os diversos agentes envolvidos a desenvolver sua atividade ao mínimo custo e com a máxima qualidade do serviço. Para isso, a regulação *Yardstick* adota padrões de avaliação do desempenho das firmas, utilizados na avaliação de custos e preços.

6. O papel do regulador nos serviços prestados por monopolista é criar as condições presentes no ambiente competitivo por meio de um conjunto de incentivos e restrições capazes de promover uma gestão eficiente dos custos, o que permite a determinação de níveis de receitas adequadas às empresas prestadoras e que garantam, ao mesmo tempo, a qualidade do serviço e o retorno razoável do capital investido.

7. A Aneel distingue dois entendimentos dados à regulação *Yardstick*. De um lado, o instrumento permite a criação de uma competição virtual entre firmas reguladas. De outro, refere-se ao uso básico e relativamente informal de comparações pelo Regulador que busca ampliar seu conhecimento sobre o negócio regulado. A remuneração de uma firma é definida de acordo com o seu desempenho em relação às outras empresas do setor, observando-se os padrões estabelecidos, o que a torna sensível aos custos e comportamento das demais.

8. Caso o preço teto (*price cap*) permitido esteja baseado nos custos médios¹, quanto mais abaixo da média estiver o custo de determinada empresa, maior será o seu benefício dado que mais distante será o preço dos custos. Já se a empresa não reduz os custos e as demais o fazem, haverá perdas para quem não reduziu. Pois, no próximo período, o preço será fixado com base em custos médios menores que o período anterior já que as empresas foram incentivadas a reduzir os custos.

9. De acordo com a Aneel, “A tarifa deve garantir o fornecimento de energia com qualidade e assegurar aos prestadores dos serviços receitas suficientes para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento”. A tarifa de energia elétrica é o preço regulado pela Agência em valor suficiente para pagar todos os custos inclusive a remuneração da concessionária. Assim, o único modo para obtenção de ganho extra é via redução dos custos e não aumento do preço.

10. A intenção do método *Yardstick* é promover um ambiente de competição não obstante cada empresa atuar em mercados distintos e nenhuma delas ter que disputar cliente com um competidor real. Para clarear o conceito, observe uma situação hipotética simplificada em que o preço da tarifa seja de R\$ 100,00, com base nos custos médios de R\$ 100,00. Nessas condições, 70% das empresas reduzem os custos para R\$ 90,00, 20% mantêm os custos em R\$ 100,00 e 10% permanecem com os custos acima da média, em R\$ 105,00.

11. Como todas as concessionárias, de áreas de concessão similares, adotam a tarifa de R\$ 100,00, aquelas que mais ganharão serão as que reduziram seus custos para R\$ 90,00, pois terão uma margem de R\$ 10,00 como ganho extra, até a próxima revisão². O pior quadro é

¹ Observa-se que o custo da concessionária já inclui a remuneração do investimento. De sorte que se os preços excedem os custos, o concessionária contabiliza ganhos extras. Ou seja, sua taxa de retorno aumenta. Isso só é possível via redução dos custos, dado que o preço é fixo.

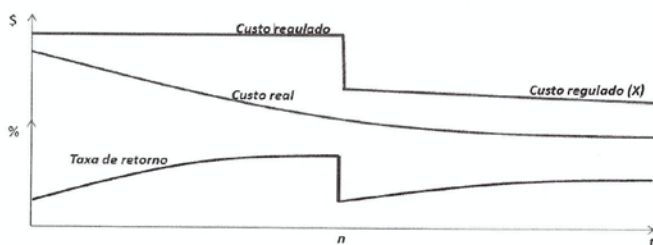
² Por ocasião da próxima revisão, uma parcela do ganho extra decorrente da eficiência econômica deve ser dividido com o consumidor por meio de redução da tarifa. Outra parte continuará com a empresa para manter o incentivo da regulação. Pois, se todo ganho se convertesse em redução de tarifa, não haveria incentivo para o investidor buscar a eficiência econômica.

daquelas que continuaram com seus custos acima da média, ou seja, R\$ 105,00, pois as receitas não são suficientes para cobrir os custos. A situação tende a piorar, no próximo ciclo, em que os custos médios cairão para R\$ 93,50³, levando o regulador a reduzir a tarifa para esse patamar.

12. Se a tarifa de energia cair para R\$ 93,50, as empresas que registraram ganho extra de R\$ 10,00 no ciclo anterior, tendem a reduzir seus custos de R\$ 93,50 para R\$ 83,50, a fim de manter a mesma margem extra de R\$ 10,00. Já aquelas com custos em R\$ 100,00, serão pressionadas a reduzir os custos sob pena de não cobrir todos os custos ($R\$ 93,50 - R\$ 100 = - R\$ 6,50$) e ver seu resultado piorar tanto em relação às demais empresas como ao ciclo anterior. A pior situação é da empresa que já no ciclo anterior trabalhava com os custos acima da receita.

13. Por isso, a agência reguladora deve ser muito cautelosa e considerar acuradamente as especificidades de cada área de concessão e o peso atribuído a cada variável escolhida na análise para incorporá-las adequadamente aos modelos comparativos com o propósito de evitar distorção na avaliação da eficiência relativa das empresas e, com isso, inviabilizar uma empresa indevidamente. Uma vez que os padrões estabelecidos pela regulação *Yardstick* tornam as empresas sensíveis tanto aos custos como ao comportamento de seus pares.

14. A figura abaixo ilustra essa situação, o custo real da concessionária cai à medida que o ciclo tarifário avança. Quanto menor for o custo real, dado o custo regulado, maior será a taxa de retorno do investimento, que cresce na proporção de queda do custo real. No próximo ciclo, conforme observa-se, o custo regulado (X) será menor dada a estratégia das empresas em priorizar a redução de custos para obtenção de ganhos extras.



³ O custo médio de R\$ 93,50 é obtido a partir de uma média ponderada, ou seja, $70 \times 90 + 20 \times 100 + 10 \times 105 = 9350$. Em seguida, divide-se o valor de 9350 pelo total dos pesos ($70 + 20 + 10 = 100$), chegando a R\$ 93,50.

15. A contínua redução do preço da tarifa, a cada ciclo, impõe uma trajetória declinante sustentável, o que atende aos interesses da política de modicidade tarifária. No entanto, o mecanismo de redução das tarifas no longo prazo decorrente da maior eficiência econômica, estimulada pela regulação *Yardstick*, tem limite para avançar até quando for possível reduzir custos sem comprometer os indicadores de qualidade e o retorno do investimento.

16. A regulação por comparação (*Yardstick*) entre empresas é complementar à regulação pelo preço. A primeira atua ao longo dos ciclos tarifários prolongando os efeitos da eficiência econômica entre um ciclo e outro e, com isso, propõe um comportamento eficiente sustentável. Já a regulação pelo preço cria incentivos para a redução dos custos dentro de cada ciclo tarifário.

17. Na avaliação do Instituto Acende Brasil: “A fixação da tarifa por prazo determinado promove o **desacoplamento dentro do ciclo tarifário** entre os custos e a tarifa, incentivando a empresa a minimizar os custos entre as revisões tarifárias. Já a revisão das tarifas com base na Regulação por Comparação promove o **desacoplamento permanente** entre os custos e a tarifa da empresa, proporcionando incentivos duradouros para a minimização de custos”.

18. Os especialistas alertam ainda que mesmo diante de uma avaliação correta da eficiência relativa da empresa, a definição da tarifa de uma empresa ineficiente abaixo do seu custo atual pode ocasionar consequências indesejáveis e impedir que ela melhore sua eficiência. A seguir será examinada a regulação das perdas de energia e as controvérsias suscitadas.

3. A REGULAÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA

19. Inicialmente, observa-se que as perdas de energia dividem-se em perdas técnicas (PT) e perdas não técnicas (PNT), chamadas também de perdas comerciais. As perdas técnicas correspondem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária. O nível de perdas técnicas calculado, como percentual da energia injetada, é mantido constante em todo o ciclo tarifário até a revisão subsequente.

20. As perdas não técnicas ou comerciais são provocadas por fraudes, desvios e

irregularidades, tais como “gatos” e “gambiaras”, e não dependem apenas da gestão da distribuidora. O poder público também deve garantir segurança aos agentes responsáveis pela inspeção que consiste na visita a determinados consumidores para verificação de eventuais irregularidades. As perdas comerciais são nocivas do ponto de vista distributivo, pois o custo da energia roubada é rateado pela distribuidora e todos os consumidores regularizados.

21. As perdas comerciais regulatórias são definidas para todo o ciclo tarifário na forma de uma trajetória decrescente ou de uma meta fixa ou combinação das duas. A Agência constrói o *benchmark* a partir da abordagem de comparação (*Yardstick*) entre concessionárias com áreas de concessão semelhantes. Para isso, observa-se o grau de complexidade no combate às perdas, em que na origem do problema prevalecem razões de natureza socioeconômica. Conforme registra a Anel:

A abordagem adotada pela ANEEL para a definição dos limites de perdas não técnicas é o da comparação do desempenho de distribuidoras que atuam em áreas de concessão semelhantes. Tal comparação se dá essencialmente a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e furtos de energia em sua área de atuação.

22. Desse modo, são identificadas as distribuidoras que atuam em áreas de concessão de complexidade socioeconômica similar e adota-se como limite regulatório a distribuidora com o menor nível de perdas não técnicas. A meta regulatória é calculada com base nas perdas praticadas tanto pela concessionária examinada como pela empresa modelo (*benchmark*) mais o grau de incerteza estatística que envolve a posição das duas empresas no ranking de complexidade.

23. Em seguida, as concessionárias são classificadas em *cluster* conforme o grau de dificuldade para redução de perdas. A formação dos *cluster* leva em consideração três características: complexidade socioeconômica; nível de perdas não técnicas; e porte da concessionária.

24. O desafio do órgão regulador a cada novo ciclo tarifário é identificar o montante de perdas que ocorre em virtude da ineficiência da empresa e as perdas decorrentes de falhas

advindas de situações que escapam ao controle do concessionário, como a ausência de segurança pública, as condições sociais, a disseminação da cultura favorável ao furto de energia, entre outras.

25. O contrato de concessão e a lógica da regulação por incentivos determinam que a ANEEL estabeleça um nível tarifário suficiente para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, mas, ao mesmo tempo, fomente a busca por eficiência. De outro lado, sabe-se que, em qualquer atividade produtiva concorrencial, é natural o repasse de parcela dos custos aos preços. O quanto será repassado depende do grau de concorrência.

26. Desde o 2º Ciclo de Revisão Tarifário Periódica (2CRTP), a Agência adota o modelo *yardstick competition* (regime por comparação), que utiliza a observação de outras empresas para estabelecer níveis eficientes de desempenho e custos para a empresa regulada. O desafio enfrentado pelos reguladores na aplicação deste modelo é a correta escolha das variáveis utilizadas para realizar a comparação entre empresas, de modo a gerar incentivos para a melhoria das práticas no combate às perdas não técnicas.

27. De acordo com a Aneel, ao final do 1º ciclo de revisão (1CRTP), a CEMIG ultrapassou em 60% a meta estabelecida em 7,62%. Com isso, a meta regulatória provisória das perdas do 2º ciclo para o ano teste 2008/09 saltou para 12,10% de perdas totais (PT = 9,48% e PNT = 2,62%). Em seguida, a meta para as PT caiu para 9,20% e para as PNT foi estabelecida uma trajetória decrescente de 9,24% para 2009, 9,05% para 2010, 8,86% para 2011 e 8,67% para 2012, sobre o mercado faturado de baixa tensão.

28. Com relação à elevação de patamar da meta regulatória das perdas elétricas do 1º para o 2º ciclo, a Agência explicou, à época, que a CEMIG era verticalizada e não dispunha de dados suficientes que permitissem a correta separação das perdas dos sistemas de transmissão e distribuição. O que pode ter gerado uma meta inatingível para a distribuidora⁴. Assim, entende que o novo parâmetro dá sinal mais adequado para incentivar o combate às perdas e também garantir o equilíbrio econômico-financeiro.

29. Já para o 3º ciclo tarifário (2013 a 2016), a Aneel definiu as metas regulatórias de perdas técnicas e não técnicas respectivamente em 7,84% e 7,63% para todo o período do 3CRTP. Quer dizer, se as respectivas perdas ultrapassarem as metas fixadas, o custo adicional não pode ser repassado para o consumidor. Ao contrário da passagem do 1º para o 2º ciclo,

⁴ <http://www.aneel.gov.br/ccdoc/nreh2009787.pdf>; <http://www.aneel.gov.br/ccdoc/nreh2010960.pdf> e <http://www.aneel.gov.br/ccdoc/nreh2008676.pdf>

dessa vez, a mudança de patamar da meta regulatória ensejou uma redução das perdas e, portanto, do ônus para o consumidor. O que pode sinalizar o êxito das mudanças agregadas à metodologia ao longo dos ciclos tarifários.

30. Para melhor juízo, sugere-se solicitar à Aneel a trajetória de perdas reais e das perdas regulatórias da CEMIG, por ano, desde 2003 até 2014. Propõe-se ainda que os dados sejam desagregados em perdas técnicas e perdas não técnicas (conforme tabelas anexas). Somente com os dados disponíveis, ano a ano, é possível aferir se a metodologia do 3º ciclo tem de fato induzido a concessionária a buscar um patamar de perdas de energia cada vez menor no caso específico da CEMIG.

31. Por fim, convém citar como ilustração das limitações da regulação a divergência de entendimento no caso da Light no Rio de Janeiro, que colocou em lados opostos, a diretoria da Aneel, que acatou a flexibilização da meta de perda regulatória para o 3CRTP, solicitada pela concessionária, e a área técnica da Agência, que rejeitou a proposta de flexibilização, por considerar inadequado transferir o custo de ineficiência para o consumidor⁵.

4. CONCLUSÃO

32. O parecer analisa os aspectos técnicos do modelo de regulação por incentivos adotado pela Aneel, denominado *yardstick competition* (regime por comparação), no gerenciamento das perdas de energia. Aborda também o caráter complementar da regulação pelo preço (*price-cap*) ao modelo *Yardstick*. A primeira abordagem cria incentivos para a redução dos custos dentro de cada ciclo tarifário. Já o modelo *Yardstick* atua ao longo dos ciclos tarifários prolongando os efeitos da eficiência econômica entre um ciclo e outro e, com isso, procura garantir um comportamento eficiente sustentável.

33. A Aneel promoveu o aperfeiçoamento do marco regulatório ao longo dos três ciclos de revisões tarifárias, iniciado em 2003. No primeiro ciclo, o referencial de perdas de energia foi baseado na média histórica da própria concessionária. No segundo, foi agregado o conceito de regulação baseada na comparação com outras empresas mais eficientes e similares. Para isso, foi construído o índice de complexidade a fim de permitir uma comparação adequada entre as empresas. Coube ao terceiro ciclo o aperfeiçoamento do índice de complexidade socioeconômica.

⁵ Cf. item 32 da Nota Técnica 482/2013 – SRE/ANEEL e Parecer Técnico nº 013/2014-3ºCCR/MPF.

34. O parecer considera o método de regulação da Aneel adequado aos desafios decorrentes de um monopólio natural, como é o caso do setor de distribuição de energia. Porém, reconhece que há limites na execução da metodologia. O regulador define o preço justo capaz de garantir, de um lado, a atratividade da atividade econômica com qualidade na prestação de serviço e, de outro, impedir que o consumidor seja onerado além do necessário. O que pode suscitar entendimentos divergentes na agência reguladora como foi o caso da Light, na cidade do Rio de Janeiro.

35. Para melhor avaliação do método usado é indispensável o acompanhamento, ano a ano, da trajetória de perdas de energia desde o primeiro ciclo, em 2003. Nesse aspecto, sugere-se solicitar à Aneel os dados desagregados de cada ano das perdas técnicas e das perdas não técnicas reais com as correspondentes metas regulatórias da Cemig (conforme tabelas anexas). Somente a partir desses dados é possível inferir se os incentivos da regulação estão sendo incorporados na gestão das perdas de energia da distribuidora.

É o Parecer.

Brasília, 17 de junho de 2015.


ANA QUITÉRIA NUNES MARTINS
Analista em Economia/Perito – 3ª CCR

A N E X O

Tabela 1. CEMIG/D – EVOLUÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA (em R\$)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Perdas Técnicas Reais												
Perdas Não Técnicas Reais												

Tabela 2. CEMIG/D – EVOLUÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA (em GWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Perdas Técnicas Reais												
Perdas Não Técnicas Reais												

Tabela 3. CEMIG/D – EVOLUÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA (em %)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Perdas Técnicas Reais*												
Perdas Não Técnicas Reais**												

* Sobre a energia injetada

** Sobre o mercado de Baixa Tensão (BT)

Tabela 4. CEMIG/D – METAS REGULATÓRIAS DAS PERDAS DE ENERGIA (em %)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Perdas Técnicas*												
Perdas Não Técnicas**												

* Sobre a energia injetada

** Sobre o mercado de Baixa Tensão (BT)

MPF

Ministério Público Federal