



fisc

**Relatório Sistemico
de Fiscalização**

ENERGIA



República Federativa do Brasil
Tribunal de Contas da União

Ministros

Aroldo Cedraz de Oliveira (Presidente)

Raimundo Carreiro (Vice-presidente)

Walton Alencar Rodrigues

Benjamin Zymler

Augusto Nardes

José Múcio Monteiro

Ana Arraes

Bruno Dantas

Vital do Rêgo

Ministros-Substitutos

Augusto Sherman Cavalcanti

Marcos Bemquerer Costa

André Luís de Carvalho

Weder de Oliveira

Ministério Público junto ao TCU

Paulo Soares Bugarin (Procurador-Geral)

Lucas Rocha Furtado (Subprocurador-geral)

Cristina Machado da Costa e Silva (Subprocuradora-geral)

Marinus Eduardo de Vries Marsico (Procurador)

Júlio Marcelo de Oliveira (Procurador)

Sérgio Ricardo Costa Caribé (Procurador)

Responsabilidade pelo Conteúdo

Coordenação-Geral de Controle Externo dos Serviços Essenciais
ao Estado e das Regiões Sul e Centro-Oeste (Coestado)
Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura Elétrica (SeinfraEle)

Responsabilidade Editorial

Secretaria-Geral da Presidência (Segepres)
Secretaria de Comunicação (Secom)
Núcleo de Criação e Editoração (NCE)

Projeto Gráfico, Diagramação e Capa

Núcleo de Criação e Editoração (NCE)

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO

Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura Elétrica (SeinfraEle)
SAFS Quadra 4 Lote 1 Anexo II Sala 131
CEP: 70.042-900 - Brasília - DF
Tel: (61) 3316-5949
seinfraele@tcu.gov.br

Impresso pela Sesap/Segedam



TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO

Relatório Sistêmico de Fiscalização de Energia

Exercício 2014

Relatoria:

VITAL DO RÊGO

Ministro

Brasília, 2016

<www.tcu.gov.br>

Permite-se a reprodução desta publicação,
em parte ou no todo, sem alteração do conteúdo,
desde que citada a fonte e sem fins comerciais.

Brasil. Tribunal de Contas da União.

Relatório sistêmico de fiscalização de energia: exercício de 2014 / Tribunal de Contas da União;
Relatoria Vital do Rêgo. – Brasília : TCU, Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia
Elétrica (SeinfraElétrica), 2016.

75 p. – (Relatório Sistêmico de Fiscalização - Fisc)

Título de capa: Energia.

Outro título: FiscEnergia.

O conteúdo está relacionado ao Processo nº TC 013.099/2014-0 e ao Acórdão nº 993/2015 –
TCU – Plenário.

1. Energia elétrica. 2. Energia hidroelétrica. 3. Transmissão de energia. 4. Investimento em ener-
gia 5. Tarifa. I. Título. II. Série.

Mensagem do Presidente

O Tribunal de Contas da União, em seu contínuo propósito de aprimorar seus processos de trabalho e oferecer melhores serviços ao Estado e à sociedade, tem evoluído significativamente no exercício de sua missão constitucional.

A exemplo da efetividade alcançada, ano a ano, na Fiscalização de Obras Públicas (Fiscobras), percebeu-se que sistemática semelhante poderia ser desenvolvida e aplicada em outras áreas de atuação da Corte de Contas.

Formalmente, seguiram-se algumas provocações ao Plenário para que o estudo da questão fosse iniciado, a exemplo de comunicação do Ministro Raimundo Carreiro, na Sessão Plenária de 27/1/2011, bem como de manifestação deste Presidente em Declaração de Voto, proferida por ocasião do exame da consolidação do Fiscobras de 2011 (TC- 028.136/2010-1).

A proposta pretendia a criação de um produto, nos moldes do Fiscobras, que oferecesse uma visão mais sistêmica das funções de governo para o Congresso Nacional, para os gestores de políticas públicas, para a comunidade acadêmica e para os brasileiros.

Como efeito desse esforço intelectual, o Tribunal promoveu ajustes na sua estrutura para avançar na direção da fiscalização especializada, ampla e, sobretudo, integrada.

Já em 2013, muitas fiscalizações foram conduzidas em áreas relevantes e alguns produtos desse esforço evolutivo vêm sendo apresentados em “Relatórios Sistêmicos de Fiscalização (Fisc)”. Nestes trabalhos é retratada a situação financeira e orçamentária do tema auditado, com o fim precípua de contribuir para a evolução dos serviços públicos ofertados pelo Estado ao cidadão.

Por intermédio dos Fiscs, são efetuadas análises de caráter sistêmico, capazes de identificar fragilidades na alocação de recursos ou na execução de políticas públicas. Como resultado, são apontados os principais problemas da função, na visão do Tribunal, bem como apresentadas propostas de acompanhamento de questões mais complexas, o que é realizado, ano a ano, pelo TCU, para a verificação da evolução dos achados até que eles sejam resolvidos.

Agora, a intenção é que os Relatórios sejam disponibilizados ao público em sequência de publicações.

A experiência gradual e progressiva decorrente dessas auditorias permitirá, sem dúvida, que o processo seja aprimorado, abrindo espaço, entre outras evoluções, ao desenvolvimento de sistemas informatizados e de logística, além de aperfeiçoamento legislativo. Tal processo permitirá o fornecimento de diagnóstico por meio de análise de áreas de relevância para as Comissões do Congresso Nacional e para o Poder Executivo, a fim de que possam acompanhar e, em suas

respectivas esferas de atuação, elaborar e/ou aperfeiçoar políticas públicas associadas às funções de governo correspondentes.

Portanto, é com grande satisfação que disponibilizamos mais este resultado da efetiva atuação do Tribunal de Contas da União em prol do aperfeiçoamento da gestão pública.

AROLDO CEDRAZ

Presidente

Apresentação do Relator

A utilização da energia elétrica tem se tornado item cada vez mais indispensável no cotidiano atual. O Brasil encontra-se entre os dez maiores produtores de energia elétrica no mundo, com a segunda maior capacidade de geração hidrelétrica do planeta. Todos os organismos internacionais de desenvolvimento apontam a geração de energia elétrica como insumo essencial para o crescimento econômico.

A despeito de sermos privilegiados com abundância de recursos naturais, a energia produzida no País amarga estar entre as cinco mais caras do mundo, com perspectiva de agravamento desse quadro no curto e médio prazo.

O setor elétrico brasileiro compreende uma cadeia bastante complexa, cujo funcionamento depende da ação de diversos agentes, que por sua vez, devem atuar de forma alinhada a fim de garantir a segurança no suprimento de energia elétrica, a modicidade tarifária e a universalização de acesso.

O Tribunal de Contas da União (TCU), consciente da importância da questão e da necessidade do funcionamento harmônico de todo o sistema elétrico, vem intensificando sua atuação na área nos últimos anos.

O FiscEnergia é fruto do processo de especialização temática do TCU e tem por objetivo oferecer ao Congresso Nacional, à sociedade brasileira e à administração pública uma visão sistêmica acerca do conhecimento acumulado sobre o assunto e os desafios que se colocam para o futuro.

O trabalho aborda, entre outros temas (i) análise de aspectos orçamentários e financeiros do setor; (ii) informações sobre estabelecimento e cumprimento de metas e indicadores expressos no Plano Plurianual 2012-2015; e (iii) desafios conjunturais como: questões relacionadas ao vencimento das concessões do setor elétrico; atrasos e descompassos na implantação de empreendimentos de geração e de transmissão; deficiência na modernização das usinas geradoras; elevado índice de perdas no sistema.

O FiscEnergia é o primeiro de uma série de trabalhos que permitirão o acompanhamento da evolução do setor, trazendo orientações para futuras ações de controle e, sobretudo, para o controle cidadão sobre as decisões governamentais afetas a prestação dos serviços públicos correlatos.

VITAL DO RÊGO

Relator

Lista de figuras

Figura 1	Instituições do setor elétrico que executam atividades de governo ou regulatória	12
Figura 2	Instituições de direito privado sui generis e demais agentes do setor elétrico	13
Figura 3	Planejamento para a participação das fontes de geração na matriz elétrica (horizonte 2012-2015).....	15
Figura 4	Planejamento da expansão da capacidade instalada e do sistema de transmissão	16
Figura 5	Evolução do DEC e FEC de 2010 a 2013	25
Figura 6	Composição tarifária média em 2012	27
Figura 7	Evolução da taxa de universalização do acesso à energia elétrica	28
Figura 8	Impactos sobre a segurança energética dos onze casos analisados no TC 029.387/2013-2.....	42
Figura 9	Principais dados sobre os eventos	46
Figura 10	Principais causas das perturbações	44
Figura 11	Perdas na transmissão e na distribuição de energia	60
Figura 12	Tarifa Média de Fornecimento (R\$/MWh).....	67
Figura 13	Nível de Água dos Reservatórios (%) - Subistemas SE/CO/Sul.....	68

Lista de tabelas

Tabela 1	Fontes públicas de financiamento do setor elétrico	17
Tabela 2	Execução das despesas com o setor elétrico no orçamento de investimentos	18
Tabela 3	Execução das despesas com o setor elétrico no orçamento fiscal	19
Tabela 4	Desempenho econômico-financeiro da Eletrobras.....	20
Tabela 5	Arrecadação de quotas da CCC, da RGR e da CDE (em R\$ milhões)	20
Tabela 6	Desempenho da ação governamental voltada para o setor elétrico, em 2012 e 2013	21
Tabela 7	Indicadores do setor elétrico no PPA 2012-2015	24
Tabela 8	Participação das fontes na matriz elétrica (%)	26
Tabela 9	Atrasos na geração	41
Tabela 10	Atrasos na transmissão.....	42
Tabela 11	<i>Benchmarking</i> internacional de perdas na transmissão e na distribuição no ano de 2011, em relação à energia injetada	44

Sumário

Mensagem do Presidente	3
Apresentação do Relator	5
Lista de figuras	7
Lista de tabelas	8
Sumário	9
INTRODUÇÃO	11
CAPÍTULO 1	
Onde estão sendo aplicados os recursos do setor elétrico?	15
CAPÍTULO 2	
Como está o acompanhamento do setor elétrico?	21
CAPÍTULO 3	
O que precisa ser resolvido?	31
3.1 Definição de questões relacionadas ao vencimento das concessões do setor elétrico	31
3.2 Desvirtuamento do atual modelo do setor elétrico	33
3.3 Construção de usinas hidrelétricas a fio d'água sem ampla discussão com a sociedade.....	35
3.4 Inconsistências na formação dos preços adotados pelo poder concedente para a valoração dos investimentos das outorgas de concessões, permissões ou autorizações no setor elétrico	37

Sumário

CAPÍTULO 4	
O que o TCU constatou em 2014?	41
4.1 Ocorrência sistêmica de atrasos e descompassos na implantação dos empreendimentos de geração e de transmissão	41
4.2 Elevado índice de perdas elétricas	43
4.3 Ocorrência de “apagões”	45
CONCLUSÃO	49
PROPOSTA DE DELIBERAÇÃO	50
DELIBERAÇÃO	
ACÓRDÃO N° 993/2015 – TCU – Plenário	73

INTRODUÇÃO

Trata-se de Relatório Sistêmico de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (Fisc-Energia Elétrica), elaborado com o objetivo de oferecer a esta Corte de Contas, ao Congresso Nacional e, especialmente, à sociedade brasileira, uma visão panorâmica do setor elétrico brasileiro, abordando potenciais necessidades, deficiências, riscos e oportunidades de melhoria.

Tal relatório tem por finalidade, também, constituir insumo para a definição da estratégia de controle externo a ser futuramente levada a cabo pelo Tribunal, consubstanciando valiosa fonte de informação para avaliar a evolução e o impacto das políticas públicas no setor elétrico brasileiro.

A fiscalização foi originariamente conduzida pela então Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação de Energia e Comunicações (SefidEnergia), em comunhão de esforços com a então Secretaria de Fiscalização de Obras de Energia e Aeroportos (SecobEnergia), de maio a setembro de 2014 (Peças 20-22). Em momento posterior, considerando os relatos envolvendo a crise de abastecimento dos reservatórios hídricos, os autos foram redirecionados à Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica), para a juntada de manifestação complementar alusiva à conjuntura atual do setor de energia elétrica (Peças 24-25).

Vencido esse introito, com os ajustes materiais que reputo adequados, reproduzo primeiramente o relatório da equipe de fiscalização da SefidEnergia/SecobEnergia (Peça 20), que contou com a anuência dos dirigentes das respectivas unidades (Peças 21-22):

(...)

O setor elétrico, assim como outros segmentos produtivos, pode ser comparado a uma engrenagem, cujo funcionamento depende da atuação dos agentes setoriais, que, por sua vez, representam as peças dessa engrenagem.

Portanto, assim como uma engrenagem requer peças apropriadas e um encaixe perfeito entre elas para o bom funcionamento, a atuação dos agentes setoriais deve estar alinhada e as suas funções, bem desempenhadas, a fim de se garantir a segurança no suprimento de energia elétrica, a modicidade tarifária e a universalização de acesso.

Os principais agentes institucionais que executam atividades de governo ou regulatórias, e suas relações, são esquematizados na Figura 1.

Figura 1 – Instituições do setor elétrico que executam atividades de governo ou regulatória



De acordo com o Decreto 7.798/2012 da Presidência da República, órgão máximo do Poder Executivo, cabe ao Ministério de Minas e Energia (MME) formular as políticas públicas do setor, induzi-las e supervisioná-las, bem como zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de recursos energéticos no País.

Para o desempenho de sua função, o MME segue as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o qual foi criado pela Lei 9.478/1997, como órgão vinculado à Presidência da República, e é presidido pelo Ministro de Minas e Energia. Esse conselho tem a atribuição de proar ao Chefe do Executivo políticas nacionais na área de energia.

No tocante ao planejamento do setor, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) fornece subsídios e apoio técnico ao Ministério, por meio da elaboração de estudos e pesquisas, tais como o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e o Plano Nacional de Energia (PNE).

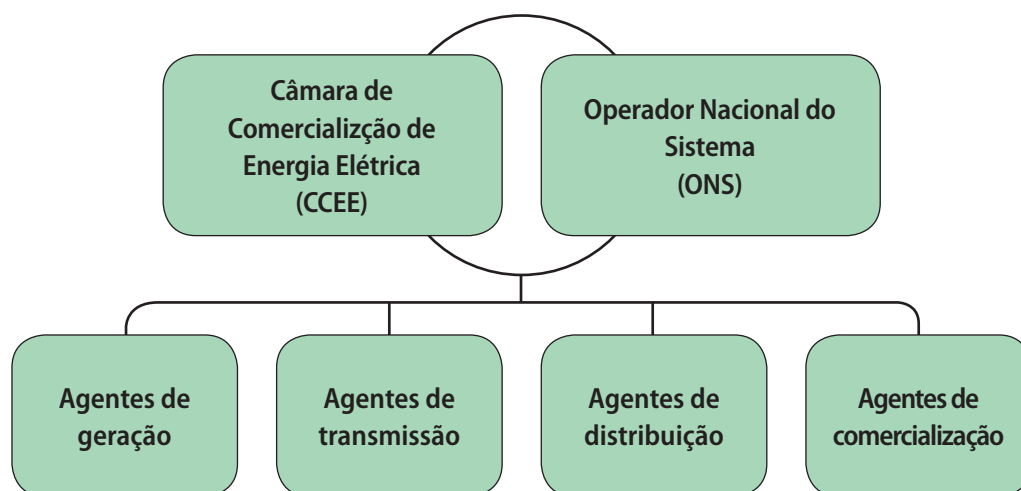
Já o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), criado pelo Decreto 5.175/2004, é o órgão sob coordenação direta do MME com a responsabilidade de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), por sua vez, foi instituída pela Lei 9.427/1996 como autarquia sob regime especial vinculada ao MME. Ela tem por finalidade regular e fiscalizar o setor, zelando pela adequação dos serviços públicos de energia elétrica prestados pelos agentes privados, ou seja, é a entidade que faz a interface com os atores responsáveis pela geração, transmissão, distribuição, comercialização, e operação do sistema.

Além dessas instituições governamentais, há entidades de direito privado *sui generis* que

também desempenham funções de interesse público no âmbito do setor elétrico, tais como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), bem como os agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização, representados na Figura 2.

Figura 2 – Instituições de direito privado sui generis e demais agentes do setor elétrico



O ONS foi criado pela Lei 9.648/1998, na forma de uma associação civil sem fins lucrativos, e é o agente responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e de transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e a regulação da Aneel.

Com o objetivo de viabilizar a comercialização de energia elétrica no País, foi instituída a CCEE por meio da Resolução Normativa - Aneel 109/2004, em atendimento ao art. 4º da Lei 10.848/2004 e ao art. 1º do Decreto 5.177/2004. A comercialização pode se dar entre os concessionários, os permissionários e os autorizados de serviços e de instalações de energia elétrica, bem como desses com seus consumidores, tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No ACR é comercializada a energia pelas distribuidoras para o atendimento da demanda dos consumidores com tarifas reguladas (consumidores cativos – aquele a quem só é permitido comprar energia do concessionário, do permissionário ou do autorizado a cuja rede esteja conectado). A contratação se dá normalmente por meio de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs), após a realização dos leilões de energia existente, visando a renovação dos contratos, ou de energia nova, para novas usinas.

O ACL, por sua vez, se destina à comercialização de energia para os consumidores livres. Neste ambiente, os contratos bilaterais são livremente negociados, isto é, sem a intervenção direta do governo.

Por fim, importante mencionar que, entre as concessionárias dos serviços de geração, de

transmissão e de distribuição, estão as empresas do Grupo Eletrobras, representando o agente operacional do governo federal, com a responsabilidade de realizar os investimentos necessários para a implementação das políticas para o setor.

Diante desse contexto, o presente relatório tem como objetivo oferecer ao Congresso Nacional, a suas comissões e Casas Legislativas e, sobretudo, à sociedade brasileira, um panorama da atual conjuntura do setor elétrico brasileiro, considerando os seus agentes e suas respectivas funções.

Para tanto, além desta introdução, o trabalho foi estruturado em quatro capítulos, que descrevem: i) onde estão sendo aplicados os recursos do setor elétrico; ii) como está o acompanhamento do setor elétrico; iii) o que precisa ser resolvido; e iv) o que o TCU constatou em 2014.

CAPÍTULO 1

Onde estão sendo aplicados os recursos do setor elétrico?

Antes que se possa responder à pergunta acima, é pertinente compreender alguns aspectos orçamentários e financeiros do setor elétrico contidos nas peças do orçamento federal, em especial no que se refere ao planejamento governamental para a aplicação dos recursos do setor, bem como à origem destes.

De acordo com o art. 165, § 7º, c/c o art. 166, §3º, inciso I, da Constituição Federal de 1988, os orçamentos fiscal e de investimentos devem ser compatíveis com o Plano Plurianual (PPA).

A Lei 12.593/2012, que trata do PPA 2012-2015, prevê, no tocante ao setor elétrico, a intensificação de investimentos em infraestrutura, com vistas a superar gargalos para o setor produtivo e melhorar as condições sociais de vida da população como, por exemplo, no caso da universalização do acesso à energia – Luz para Todos. Para os consumidores, almeja-se a redução do custo e a melhoria da qualidade da energia, por meio do melhor aproveitamento da capacidade do sistema elétrico, da fiscalização eficaz e do avanço regulatório.

O objetivo dos investimentos previstos no PPA 2012-2015, no que se refere à matriz elétrica, é o de propiciar maior diversidade de fontes, preservando o perfil renovável e ambientalmente limpo da configuração existente no País, conforme estimado no PDE 2020 e detalhado na Figura 3, a seguir.

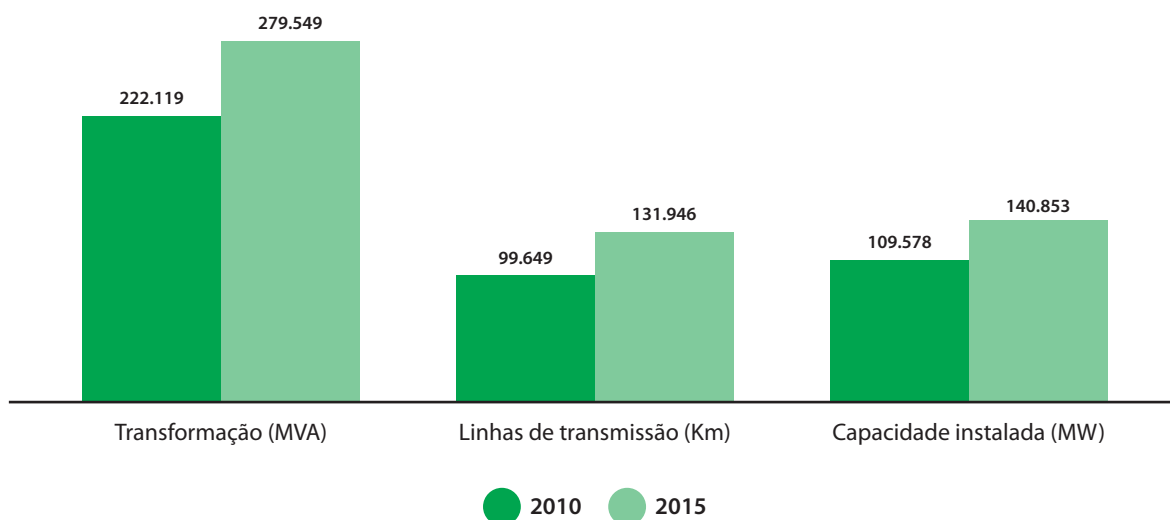
Figura 3 – Planejamento para a participação das fontes de geração na matriz elétrica (horizonte 2012-2015)



Fonte: PDE 2020 (disponível em <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>)

Adicionalmente, o PPA 2012-2015 também prevê o acréscimo da capacidade instalada de geração “especialmente baseada em fontes renováveis e buscando as menores tarifas”, bem como a expansão do sistema de transmissão de energia elétrica, visando a adequação do SIN aos fluxos inter-regionais de energia e à integração dos grandes empreendimentos de geração e de todas as capitais brasileiras ao sistema, conforme a configuração apresentada na Figura 4.

Figura 4 – Planejamento da expansão da capacidade instalada e do sistema de transmissão



Fonte: PDE 2020

Tais medidas permitiriam “promover a segurança do suprimento de energia elétrica, a modicidade tarifária e a universalização do acesso, conciliando as necessidades de expansão do sistema à proteção ao meio ambiente e às oportunidades de desenvolvimento regional”, segundo o planejamento plurianual.

Para a consecução dos objetivos propostos, são realizados investimentos no setor elétrico por meio de três vias: 1) orçamento público; 2) recursos extraorçamentários, a exemplo dos referentes aos encargos setoriais que são destinados a fundos específicos, como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Reserva Global de Reversão (RGR), e que integram a tarifa paga pelos consumidores de energia elétrica; e 3) recursos do setor privado, constantes dos investimentos realizados sob o regime de outorga.

Importante destacar que os valores apresentados neste capítulo se referem apenas aos gastos públicos com o setor. Ou seja, não está sendo considerado o volume de investimentos realizados pela iniciativa privada, sob o regime de outorga. Não obstante, para dimensionar a importância econômica do setor elétrico, para a esfera pública e privada, o faturamento com energia elétrica, em 2013, foi de aproximadamente R\$ 139 bilhões, considerando a tarifa média de energia e o total gerado no período.

O orçamento federal discrimina os gastos com o setor de energia na denominada “Função Energia” (Função 25), que representa o maior nível de agregação das despesas orçamentárias nessa área de atuação. Os gastos realizados com essa função podem estar relacionados a diferentes subfunções, que representam a natureza da atuação governamental, tais como “Administração Geral”, “Combustíveis

Minerais”, entre outras. A “Subfunção Energia Elétrica” (Subfunção 752) é a mais relevante neste relatório, e será tratada adiante simplesmente como as despesas orçamentárias com o setor elétrico.

Em 2014, as despesas com o setor elétrico tiveram baixa participação nos gastos federais, correspondendo a 0,44% (R\$ 10,97 bilhões) do Orçamento Geral da União, aprovado pela Lei 12.952/2014, no total de R\$ 2,5 trilhões (vide PPA 2012-2015). No orçamento fiscal, elas correspondem a apenas 0,06% do total previsto nesse orçamento (R\$ 1,09 bilhão). Por outro lado, no orçamento de investimentos, os gastos das empresas estatais com o setor elétrico somam R\$ 9,72 bilhões (9,20% do total desse orçamento).

Não obstante, a maior fonte pública de financiamento do setor elétrico são recursos extraorçamentários, a exemplo dos referentes aos encargos setoriais que são destinados a fundos específicos, como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Reserva Global de Reversão (RGR), e que integram a tarifa paga pelos consumidores de energia elétrica.

Para ilustrar, no PPA 2012-2015, apenas 23% (R\$ 39,5 bilhões) dos recursos previstos para financiar o setor elétrico são de fonte orçamentária, ao passo que o restante (R\$ 130,4 bilhões) se refere a recursos extraorçamentários, conforme a Tabela 1, a seguir.

Tabela 1 – Fontes públicas de financiamento do setor elétrico

Fonte de financiamento	Valor entre 2012 e 2015 (R\$ mil)
Recursos orçamentários	39.531.082
Orçamentos Fiscal e da Seguridade Social	2.507.401
Orçamento de Investimentos das Empresas Estatais	37.023.681
Recursos extraorçamentários	130.424.799

Entre os recursos do orçamento previstos no PPA 2012-2015, como se verifica na Tabela 1, 93,5% das despesas com o setor elétrico (R\$ 37 bilhões) são oriundos do orçamento de investimentos, para serem aplicados, principalmente, por meio das empresas do Grupo Eletrobras.

Contudo, é necessário mencionar que, embora a principal fonte de recursos para financiar os gastos públicos com o setor elétrico seja, de fato, extraorçamentária, o Tesouro Nacional, a partir de 2013, passou a realizar transferências de crédito à CDE, classificadas na Função “Encargos Especiais” (Função 28), aumentando a relação de dependência do setor elétrico com o orçamento fiscal, conforme será tratado ainda neste capítulo.

A proporção de recursos públicos federais previstos com o setor elétrico para o ano de 2014, segundo dados do PPA 2012-2015 era: 78% de recursos extraorçamentários, 20% do orçamento de investimentos das empresas estatais e 2% do orçamento fiscal.

Isso posto, as despesas públicas com o setor elétrico – sejam orçamentárias ou extraorçamentárias – são realizadas, em regra, no âmbito do Programa Energia Elétrica (Programa 2033), que expressa e orienta, em nível estratégico, a ação governamental voltada para o setor elétrico. Tendo em

vista a sua relevância para os gastos públicos com o setor, o referido programa será tratado adiante simplesmente como a ação governamental no setor elétrico.

No ano de 2014, o orçamento de investimentos prevê um montante de R\$ 9,7 bilhões em ações com o setor elétrico, cujas iniciativas de maior materialidade são:

- a. Implantação da Usina Termonuclear Angra III (Objetivo 0023/Iniciativa 000U/Ação 5E88), com R\$ 2,1 bilhões a serem investidos pela Eletrobras Termonuclear S.A.;
- b. Ampliar, manter e reforçar as redes de distribuição de energia elétrica (Objetivo 0436/Iniciativa 01FS), com R\$ 1,6 bilhão a ser investido pelas distribuidoras pertencentes ao Grupo Eletrobras;
- c. Manutenção do parque gerador de energia (Objetivo 0437/Iniciativa 01G1), com R\$ 1,2 bilhão a ser investido pelas geradoras pertencentes ao Grupo Eletrobras;
- d. Implantação de linhas de transmissão e subestações (Objetivo 0036/Iniciativa 0027), com R\$ 1,2 bilhão a ser investido pelas transmissoras pertencentes ao Grupo Eletrobras; e
- e. Implantação de reforços e melhorias do sistema de transmissão e subestações (Objetivo 0037/Iniciativa 002D), com R\$ 1,1 bilhão a ser investido pelas transmissoras pertencentes ao Grupo Eletrobras.

Já o orçamento fiscal prevê, para o ano de 2014, cerca de R\$ 1,09 bilhão em ações com o setor elétrico, das quais R\$ 961 milhões (88,5%) se referem ao Programa Luz para Todos (Objetivo 0045/Iniciativa 0035/Ação 00NY), que, a partir de 2012, passou a integrar o Programa Energia Elétrica.

Cabe ressaltar que esse montante destinado ao Programa Luz para Todos no orçamento fiscal possui como fonte as receitas provenientes de multas aplicadas pela Aneel e do Uso de Bem Público, a que se referem o art. 13 da Lei 10.438/2002, que, a partir do Acórdão 3.389/2012-TCU-Plenário, passaram a integrar o Orçamento Geral da União antes de serem transferidas à CDE.

No tocante à execução orçamentária, consoante dados das Portarias bimestrais de execução do Orçamento de Investimento das Empresas Estatais, o orçamento de investimentos teve execução média de 76%, considerando o período de 2009 a 2013.

Tabela 2 – Execução das despesas com o setor elétrico no orçamento de investimentos

Ano	Dotação Final (R\$ milhões)	Realizado (R\$ milhões)	Desempenho (%)
2009	7.157	5.824	81%
2010	8.447	5.425	64%
2011	9.239	6.952	75%
2012	8.379	6.085	73%
2013	9.314	7.921	85%
Média			76%

No âmbito do orçamento fiscal, a execução foi mais baixa, o que reflete a dificuldade das unidades orçamentárias da Administração Direta na execução do orçamento. A Tabela 3 apresenta o total autorizado no orçamento, bem como os valores comprometidos por meio de empenho, os que já

tiveram contrapartida e estão aptos a serem pagos (liquidados) e os que foram empenhados, mas não liquidados até a mudança do exercício (restos a pagar não processados – RPNP).

Tabela 3 – Execução das despesas com o setor elétrico no orçamento fiscal

Ano	Dotação Atualizada (R\$ milhares) ¹	Empenhada (R\$ milhares) ¹	%	Liquidada (R\$ milhares) ¹	%	RPNP ³ (R\$ milhares) ¹	%
2009	64.042	26.097	41%	16.273	25%	9.824	38%
2010	152.040	16.516	11%	13.008	9%	3.509	21%
2011	118.015	15.511	13%	13.280	11%	2.232	14%
2012	146.622	21.391	15%	15.347	10%	6.045	28%
2013	87.787	78.390	89%	75.045	85%	3.345	4%
Média			34%		28%		21%

¹ Os dados consideram os valores da subfunção em todas as funções em que ela está contida, exceto os relativos ao Decreto 7.506/2011, que previa encargos especiais de R\$ 376 milhões a título de subvenção parcial à remuneração por cessão de energia elétrica de Itaipu, sob responsabilidade do Ministério da Fazenda, nos orçamentos anuais de 2011 e 2012.

² Percentuais calculados em relação à dotação final autorizada.

³ Restos a pagar não processados inscritos ao final do exercício.

⁴ Percentuais calculados em relação ao empenhado.

Fonte: Relatório da Execução Orçamentária: <http://www.tesouro.fazenda.gov.br/-/relatorio-resumido-de-execucao-orcamentaria>

Desperta a atenção o aumento substancial na execução do orçamento fiscal ocorrida no ano de 2013, com 85% de liquidação. No entanto, essa execução orçamentária foi influenciada em grande parte pela transferência de R\$ 60 milhões à Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), para a recuperação e o transporte de quatro unidades geradoras da UTE Rio Madeira. De acordo com a exposição de motivos da Medida Provisória 625/2013, tal ação se destinaria à implantação dessas unidades geradoras na Bolívia, para fazer frente a seu déficit energético.

Tais números poderiam sugerir ainda que as políticas para o setor elétrico estão sendo implementadas de forma mais eficiente que o previsto. Todavia, como se apresentará mais adiante, nos Capítulos 2 e 3, várias iniciativas governamentais estão com o andamento abaixo do ritmo esperado.

Cabe destacar, no caso da Eletrobras, que a execução orçamentária repercute, inclusive, na qualidade das despesas públicas realizadas pela empresa. Os recursos por ela administrados têm sido utilizados, em grande parte, para o custeio de fontes mais caras de energia, a exemplo do despacho continuado de termelétricas, que poderia ser evitado caso tivesse havido mais investimento em fontes mais baratas de energia previamente.

Com relação ao desempenho econômico-financeiro da empresa, atenta-se para o resultado negativo dos exercícios de 2012 e 2013, bem como a piora dos seus principais indicadores nesse período, conforme se apresenta na Tabela 4.

Tabela 4 – Desempenho econômico-financeiro da Eletrobras

Ano	Lucro/Prejuízo do Exercício (R\$ milhões)	Valor Patrimonial (R\$ mil)	Ebitda (1) (R\$ milhões)	Margem Ebitda (1) (%)
2011	3.762	77.202	6.028	20,64%
2012	-6.925	67.281	-7.412	-26,50%
2013	-6.291	60.897	-3.690	-15,50%

(1) Ebitda: indicador que representa a capacidade de a empresa gerar recursos por meio de suas atividades operacionais, sem contar impostos e outros efeitos financeiros.

Fonte: <http://www.eletrobras.com/elb/main.asp?Team={DA0EDEFB-3B57-4B84-93E2-E0B7C7A0A063}>

O desempenho da Eletrobras acompanhou a redução ocorrida, no período de 2011 a 2013, na arrecadação de quotas dos fundos setoriais administrados pela empresa, em especial da CDE e da RGR, que entre outros fins, se destinam a custear investimentos no setor, bem como da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que possui como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoeletrica nos Sistemas Isolados.

Tabela 5 – Arrecadação de quotas da CCC, da RGR e da CDE (em R\$ milhões)

Ano	CDE	RGR	CCC	Total
2011	3.109	1.704	5.852	10.665
2012	3.630	2.289	4.837	10.756
2013	1.224	574	591	2.389

Fonte: Movimentação financeira dos fundos setoriais: <http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISF4721174PTBRIE.htm>.

A referida redução ocorreu por força da Medida Provisória 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, que facultou às concessionárias dos serviços públicos de energia hidrelétrica a prorrogação antecipada de suas concessões, mediante a redução da arrecadação dos respectivos encargos. Além disso, desde essa medida, as despesas antes custeadas por meio dos referidos fundos estão sendo cobertas exclusivamente pela CDE, com a ajuda de aportes realizados pelo Tesouro Nacional, a exemplo das transferências de crédito realizadas em 2013, no total de R\$ 9,35 bilhões.

Na LOA 2014, as transferências do Tesouro à CDE foram identificadas pela Ação Auxílio à Conta de Desenvolvimento Energético (Ação 000B), que possui, inclusive, autorização para ser suplementada, por meio do art. 4º, inciso XXVII, da referida lei. Dessa forma, uma parte das despesas do setor antes custeadas pelos consumidores de energia elétrica está sendo coberta pelos contribuintes, por meio do orçamento fiscal.

As principais aplicações realizadas por meio da CDE com a ajuda do Tesouro Nacional somaram R\$ 14,4 bilhões em 2013, sendo R\$ 5,6 bilhões para o custeio de termelétricas, R\$ 3,9 bilhões para a cobertura de conta específica destinada a registrar as variações da tarifa de fornecimento da energia elétrica (Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA), R\$ 2,8 bilhões a título de modicidade tarifária e R\$ 2,1 bilhões para o custeio da tarifa social, em que é concedido desconto na conta de luz das famílias consideradas de baixa renda, sob os critérios da Lei 12.212/2010.

CAPÍTULO 2

Como está o acompanhamento do setor elétrico?

O intuito deste capítulo é avaliar os meios de monitoramento do setor elétrico, bem como os resultados nele obtidos, até o ano de 2013. Para tanto, foram utilizadas informações da Aneel, do ONS e os dados contidos nos Relatórios Anuais de Avaliação do PPA 2012-2015.

No Capítulo 1, foram mencionados os objetivos do governo federal, contidos no PPA 2012-2015. Para o cumprimento desse planejamento, é prevista uma série de objetivos voltados para o setor elétrico. A consecução desses objetivos dá-se mediante a execução de iniciativas e respectivas ações, por meio dos orçamentos anuais, conforme as metas previamente estipuladas.

A título de monitoramento, apresenta-se, a seguir, o progresso na execução de cada objetivo da atuação governamental, considerando a execução até dezembro/2013.

Tabela 6 - Desempenho da ação governamental voltada para o setor elétrico, em 2012 e 2013

Meta no período 2012-2015	Executado até 2013	% da meta
Objetivo 0034 - Planejar o atendimento das demandas futuras de energia elétrica para orientar o desenvolvimento do setor		
Inventariar o equivalente a 8.240 MW de capacidade de geração hidrelétrica	5.729,9 MW	69,5%
Realizar e aprovar Estudos de Viabilidade de usinas hidrelétricas com potencial total da ordem de 15.365 MW	1.432 MW	9,3%
Viabilizar e projetar 1.100 MW de capacidade de geração a partir de biomassa	808,8 MW	73,5%
Viabilizar e projetar 4.000 MW de capacidade de geração a partir de fonte eólica	4.992,5 MW	124,8%
Viabilizar e projetar 4 usinas termonucleares	0 usina	0%
Objetivo 0019 - Aproveitar o potencial de geração de energia elétrica a partir da fonte hídrica com modicidade tarifária		
Adicionar 10.326 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica a partir da fonte hídrica (UHEs, PCHs e CGHs)	3.389,7 MW	32,8 %
Objetivo 0025 - Aproveitar o potencial de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas e renováveis		
Adicionar 1.395 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica a partir de fonte térmica a biomassa	2.245 MW	160,9%
Adicionar 3.680 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica a partir da fonte eólica	769,4 MW	20,9%
Objetivo 0023-Utilizar as fontes térmicas para geração de energia elétrica, contribuindo para o equilíbrio, complementariedade e diversificação da matriz elétrica		
Adicionar 9.338 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica a partir de fontes térmicas	2.962,9 MW	31,7%

Meta no período 2012-2015	Executado até 2013	% da meta
Objetivo 0036-Expandir o Sistema Interligado Nacional (SIN), para o pleno atendimento ao mercado, para a integração dos novos empreendimentos de geração de energia elétrica e para a extensão a todas capitais brasileiras		
Implantar 17.650 km de novas linhas de transmissão para integração de novas usinas e novos mercados, e promover a integração energética entre as regiões do País	12.672,4 km	71,7%
Implantar 22.000 MVA em novas subestações de transformação para elevar a capacidade de atendimento ao mercado de energia elétrica pelo SIN	21.700,3 MVA	98,6%
Objetivo 0037 - Implementar os reforços e as melhorias necessárias às instalações de geração e transmissão, adequando-as às necessidades de atendimento ao mercado, conforme planejamento da expansão e da operação do sistema		
Adicionar 5.100 MVA de capacidade de transformação às subestações existentes no Sistema Interligado Nacional	6.972,2 MVA	136,7%
Adicionar 600 MW de capacidade de geração nas usinas existentes no Sistema Interligado Nacional	0 MW	0%
Revitalizar/recapacitar 2.400 km de linhas de transmissão existentes no Sistema Interligado Nacional	724,2 km	30,1%
Objetivo 0437 - Promover a manutenção das instalações de geração e de transmissão de energia elétrica, visando a confiabilidade e a segurança do sistema		
Promover manutenção em 7.100 MW das instalações de geração do Sistema Elétrico Brasileiro	33.699 MW	474,6%
Promover manutenção em 8.000 km das instalações de transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro	58.947 km	736,8%
Objetivo 0436-Ampliar, reforçar e manter os sistemas de distribuição de energia elétrica, incluindo a geração nos sistemas isolados		
Acréscimo de 1.050 km de redes de distribuição de energia elétrica	1.931 km	183,9%
Acréscimo de 150 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados	56,2 MW	37,4%
Redução do índice de perdas técnicas e comerciais de distribuição em 1,25 pontos absolutos	2,2 unidades	176%
Objetivo 0045 - Universalizar o acesso à energia elétrica		
Atender 495.000 domicílios rurais com energia elétrica pelo Programa Luz para Todos	207.444 domicílios	41,9%
Atender integralmente a população assistida pelo Programa Brasil Sem Miséria, através do Luz para Todos e da Universalização (250 mil famílias)	170.000 famílias	66,1%
Objetivo 0047 - Aprimorar a qualidade do fornecimento e zelar pela modicidade dos preços dos serviços de energia elétrica para a sociedade		
Reduzir DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) para 14 horas/ano	18,27 horas/ano	130,5%
Reduzir FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) para 10 vezes/ano	10,49 vezes/ano	104,9%
Objetivo 0029 - Monitorar, acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético, os processos de comercialização e a implementação da política tarifária em todo o território nacional		
Avaliar e emitir mensalmente informativos tarifários de Energia Elétrica	5	20,8%
Monitorar anualmente a execução de 250 novos empreendimentos de geração de energia elétrica em construção no País	407	162,8%
Monitorar anualmente a execução de 270 novos empreendimentos de transmissão de energia elétrica em construção no País	378	140%
Realizar inspeção técnica em campo em 180 usinas em construção	99	55%

Meta no período 2012-2015	Executado até 2013	% da meta
Objetivo 0048 - Estimular medidas de eficiência energética, que contribuam para a otimização da transmissão, da distribuição e do consumo de energia elétrica		
Conservar 20.000 GWh do consumo de energia elétrica que ocorreria sem medidas de conservação	18.700 GWh	93,5%
Objetivo 0439 - Pesquisar fontes e tecnologias para o desenvolvimento e inovação no setor de energia elétrica		
Realizar pesquisas nas áreas de geração, de transmissão, de distribuição e utilização de energia elétrica	-	-

Fonte: PPA 2012-2015 e Relatórios Anuais de Avaliação do PPA 2012-2015, anos base 2012 e 2013:
<http://www.planejamento.gov.br/ministerio.asp?index=10&ler=s1086>

Os dados acima, sobre a execução das ações governamentais voltadas para o setor elétrico, indicam que os objetivos setoriais almejados no planejamento plurianual podem não ser alcançados em razão dos fatores mencionados a seguir.

As dificuldades existentes na aprovação de estudos de viabilidade de usinas hidrelétricas e no planejamento de usinas term nucleares podem prejudicar, futuramente, a expansão do sistema, a respectiva segurança e a modicidade tarifária.

Ocorre que, dada a riqueza de potencial energético nas bacias hidrográficas brasileiras, espera-se que essa seja a principal fonte para o acréscimo da capacidade instalada (de acordo com o PPA 2012-2015, 42% do aumento na potência do sistema até 2015 deve ser de fonte hídrica). O não aproveitamento desse potencial pode elevar o preço da tarifa, uma vez que a geração corresponde a cerca de 35% do valor da tarifa e o custo da energia hidráulica é notadamente menor em comparação com outras fontes de energia.

Quanto à geração term nuclear, a carência de projetos de geração pode ocasionar a diminuição da participação dessa fonte de energia no sistema.

No tocante à implantação dos empreendimentos de geração e de transmissão, foi constatada pelo TCU a existência de atrasos sistemáticos que vêm prejudicando o sistema sob a ótica da segurança e da modicidade tarifária (Acórdão 2316/2014-TCU-Plenário - TC 029.387/2013-2). Por exemplo, até 2013, dos 3.721,4 MW previstos para as UHEs Jirau e Santo Antônio, apenas 1.215,8 MW entraram, de fato, no sistema, obrigando-o a operar com menos sobra estrutural e com maior acionamento de térmicas, que geram a partir de fontes mais caras do que a energia hidráulica. Considerando, ainda, que a maior parte dos estudos planejados e dos projetos em implantação de usinas hidrelétricas se referem a potenciais localizados na Região Hidrográfica Amazônica, as expectativas de desenvolvimento regional também podem ser frustradas, por esse motivo.

Quanto aos demais aspectos relacionados à gestão dessas ações pelo MME, cabe registrar as seguintes inconsistências.

Segundo os relatórios de avaliação do PPA 2012-2015, o aumento da capacidade de geração referente ao Objetivo 0037 (Implementar os reforços e as melhorias necessárias às instalações de geração e transmissão) depende “efetivamente das ações que as empresas solicitam nos seus parques geradores,

o que não ocorreu [até 2013]”. Nesse caso, não faz sentido fixar meta para a referida iniciativa, uma vez que a sua execução depende de solicitação realizada a critério da concessionária, conforme seus interesses. Ademais, a meta de acréscimo na capacidade de transformação no referido objetivo está muito aquém da meta instituída no PDE.

Com relação aos Objetivos 0436 e 0437, foram elencadas atividades de responsabilidade exclusiva das concessionárias (manutenção das instalações de geração e de transmissão, bem como manutenção e expansão das instalações de distribuição), pelas quais elas são remuneradas, nos termos dos contratos firmados com o poder concedente. Assim, não faz sentido fixar uma meta abaixo da exigência contratual. Por outro lado, embora esteja presumido nos dados sobre a execução do programa que essas atividades sejam, de fato, executadas, não foram fixadas metas de fiscalização, com o fito de verificar se essas disposições contratuais estão sendo, de fato, cumpridas pelas concessionárias.

Quanto à realização das pesquisas referentes ao Objetivo 0439 (Realizar pesquisas nas áreas de geração, de transmissão, de distribuição e utilização de energia elétrica), não foram apresentadas informações sobre as demandas existentes nas áreas de pesquisa e de desenvolvimento, nem foram fixadas metas ou prazos de atendimento a essas demandas. Há, apenas, descrição do Projeto Longdist, destinado a estudar melhorias em linhas de transmissão de longas distâncias, cuja execução, até o exercício de 2013, teria ocorrido de forma satisfatória.

Também como ferramenta de monitoramento e avaliação dessa ação governamental, o planejamento plurianual possui os seguintes indicadores para o setor elétrico:

Tabela 7 – Indicadores do setor elétrico no PPA 2012-2015

	Indicador	Unidade de medida
1	Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica	MW
2	Capacidade instalada de geração - Hidráulica	MW
3	Capacidade instalada de geração - Renováveis	MW
4	Capacidade instalada de geração - Termelétricas	MW
5	DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Horas por ano
6	FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Unidade por ano
7	Rede Básica do SIN - linhas de transmissão	Km
8	Rede Básica do SIN - transformação	MVA
9	Tarifa Média de Fornecimento de Energia Elétrica	R\$/MWh
10	Taxa de importação de energia elétrica	%
11	Taxa de participação das fontes primárias na matriz elétrica – Biomassa	%
12	Taxa de participação das fontes primárias na matriz elétrica – Carvão Mineral	%
13	Taxa de participação das fontes primárias na matriz elétrica - Eólica	%
14	Taxa de participação das fontes primárias na matriz elétrica - Gás	%
15	Taxa de participação das fontes primárias na matriz elétrica - Hidráulica	%
16	Taxa de participação das fontes primárias na matriz elétrica - Petróleo	%
17	Taxa de participação das fontes primárias na matriz elétrica - Urânio	%
18	Taxa de universalização do acesso à energia elétrica	%

Pela análise dos indicadores acima apresentados, verifica-se que os indicadores 1 a 4, 7 e 8 correspondem, tão somente, a algumas características gerais do sistema de medidas em determinado tempo, agregando a execução no âmbito do plano plurianual. Por exemplo, em 31/12/2012, o indicador “Capacidade instalada de geração – Hidráulica” correspondia à capacidade instalada de geração hidráulica medida em 31/12/2011 mais o desempenho obtido, em 2012, com as iniciativas vinculadas ao objetivo “Aproveitar o potencial de geração hidráulica existente”.

De acordo com o documento ‘Orientações para Elaboração do PPA 2012-2015’, o indicador “é um instrumento que permite identificar e aferir aspectos relacionados a um Programa Temático. Apurado periodicamente, auxilia o monitoramento da evolução de uma determinada realidade, gerando subsídios para a avaliação”.

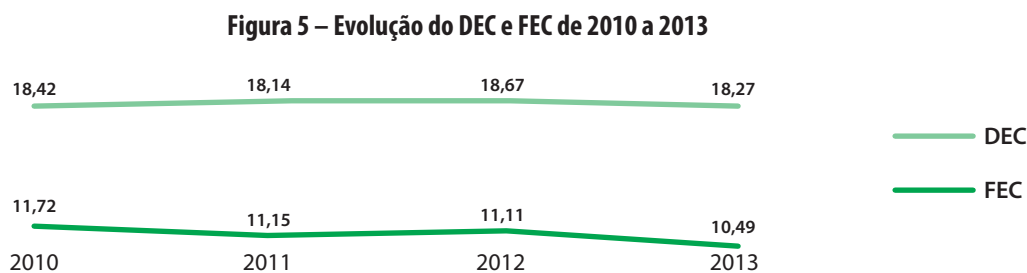
Todavia, os indicadores 1 a 4, 7 e 8 não servem de subsídios para uma avaliação. Para tanto, é necessário que eles sejam utilizados em um contexto que considere outros dados setoriais, como, por exemplo, a demanda.

Apenas para ilustrar, efetuando uma relação entre a capacidade instalada de geração de energia elétrica medida em 31/12/2012 (114.858,46 MW) e o somatório da demanda máxima instantânea de todos os subsistemas prevista para 2015 (91.013 MW), é possível afirmar que o sistema possui capacidade de geração suficiente para atender a demanda. E, ainda assim, dada a complexidade do setor elétrico, em seus aspectos estruturais e operacionais, isso não significa que a segurança do fornecimento está garantida.

Portanto, as grandezas associadas ao setor elétrico, por si só, não conduzem a uma avaliação consistente, pois são apenas parâmetros para o cálculo de indicadores capazes de traduzir quantitativamente um conceito abstrato do sistema (ex.: indicador de confiabilidade do sistema).

Os indicadores 5 e 6, por sua vez, representam a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), respectivamente. São indicadores de efetividade, cujo foco é a medição dos impactos produzidos pelas ações governamentais sobre a qualidade dos serviços de energia elétrica, em especial, a continuidade do fornecimento.

De acordo com o PPA 2012-2015, a meta a ser alcançada para esses indicadores é de um DEC de 14 horas/ano e FEC de 10 vezes/ano, respectivamente. No entanto, os relatórios de avaliação demonstram que a meta para o DEC dificilmente será atingida, conforme se observa na trajetória desses índices no período avaliado.



Fonte: Informações gerenciais da Aneel (<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=531>)

Nos anos de 2010 a 2013, o DEC oscilou entre 18,27 e 18,67 e ainda está 30,5% acima da meta para o fim de 2015, quando analisados os dados de âmbito nacional, o que indica que as ações governamentais de estímulo à redução deste indicador não estão sendo eficazes.

Visando identificar oportunidades de melhoria nas políticas voltadas para a qualidade do fornecimento, está em curso neste Tribunal o TC 013.046/2014-4, com o objetivo de avaliar os mecanismos adotados pela Aneel para estimular a melhoria da qualidade na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, e a capacidade de fiscalização e de coerção da autarquia em face de irregularidades na prestação do serviço.

Também é importante mencionar que o DEC e o FEC foram baseados nos indicadores *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) e *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI), respectivamente, que são utilizados no contexto internacional. No entanto, por serem distintos, os indicadores brasileiros de continuidade do fornecimento de energia elétrica não permitem uma simples comparação com os indicadores de outros países.

Já os indicadores 10 a 17 se referem à participação das fontes energéticas na matriz elétrica. Uma avaliação que se pode extrair desses indicadores é o grau de diversificação da matriz elétrica e, conseqüentemente, a dependência do sistema para a geração a partir de uma determinada fonte energética. Embora não haja definição de um índice alvo de participação a ser atingido para cada fonte, percebe-se que o setor elétrico brasileiro é altamente dependente da geração hidráulica, conforme a Tabela 8 a seguir.

Tabela 8 – Participação das fontes na matriz elétrica (%)

	31/1/2011	30/1/2013	28/4/2014	Previsão 2015
Importação (1)	7,8	6,31	6,06	-
Biomassa	6,42	7,82	8,37	5,2
Carvão Mineral	1,58	1,78	2,48	2,3
Eólica	0,75	1,46	2,11	5
Gás	10,57	10,18	10,47	8,8
Hidráulica	65,53	65,23	63,54	70,3 ¹
Petróleo	5,71	5,66	5,58	7
Urânio	1,63	1,55	1,46	1,4

¹ Inclui a importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguai

Fonte: PPA 2012-2015, Relatórios Anuais de Avaliação do PPA 2012-2015 e PDE 2020.

Não obstante, conforme se extrai da Tabela 8, as medidas adotadas pelo governo – como a realização de leilões para a geração de energia a partir de fontes alternativas – estão contribuindo para a redução dessa dependência, haja vista que, em 31/1/2011, a geração hidráulica mais a importação da UHE Itaipu não consumida pelo Paraguai correspondia a 73,33% da capacidade instalada brasileira, ao passo que, em 28/4/2014, esse valor foi de 69,6%.

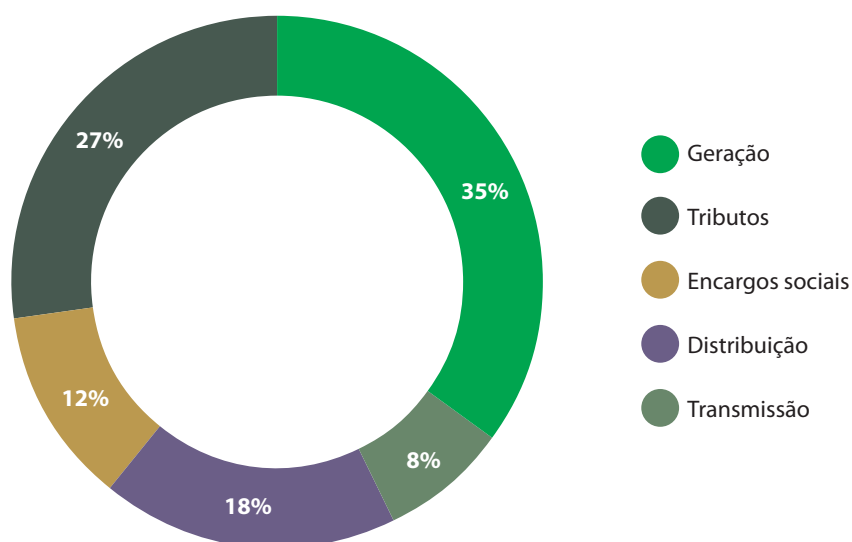
A tarifa média de fornecimento de energia elétrica, por sua vez, é um indicador de eficiência vinculado à modicidade tarifária, que mede a proporção de recursos necessários para o fornecimento de um MWh. Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), a estrutura tarifária de fornecimento de energia elétrica em 2012 seguia a proporção apresentada na Figura 6.

De acordo com os relatórios de avaliação do PPA 2012-2015, a tarifa média de fornecimento passou de R\$ 272,41, em 30/4/2011, para R\$ 298,39, em 31/12/2012. Esse aumento foi motivado, principalmente, pela insuficiência de ações governamentais para o estímulo da modicidade tarifária frente ao alto acionamento de térmicas ocorrido naquele período, cujo custo impactava sobre a tarifa final.

Posteriormente, a tarifa média de fornecimento sofreu redução, atingindo o valor de R\$ 255,89, em 25/4/2014. A maior parte dessa redução foi motivada por medidas regulatórias advindas da Medida Provisória 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, que facultou às concessionárias dos serviços públicos de energia hidrelétrica a prorrogação antecipada de suas concessões.

Portanto, a renovação das concessões é um exemplo de medida governamental adotada durante o período do planejamento plurianual que produziu efeito positivo sobre a modicidade tarifária. Impende destacar, entretanto, que a aludida redução tarifária só tem se mantido em razão da série de aportes realizados à CDE pelo Tesouro Nacional, mencionados no Capítulo 1. Sobre o assunto, está em curso o TC 011.233/2014-6, com o objetivo de identificar e avaliar de forma mais completa os impactos da Lei 12.783/2013 sobre a CDE e seus reflexos para o sistema elétrico brasileiro.

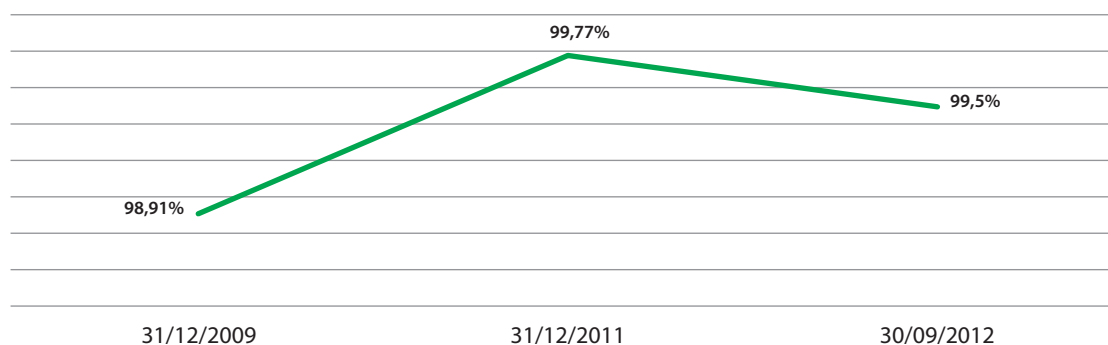
Figura 6 – Composição tarifária média em 2012



Fonte: Abradee

O último indicador do setor elétrico contido no planejamento plurianual mede o grau de universalização do fornecimento de energia elétrica. Segundo as informações sobre a execução apresentadas, o índice passou de 98,91%, em 31/12/2009, para 99,5%, em 30/9/2012.

Figura 7 – Evolução da taxa de universalização do acesso à energia elétrica



Fonte: PPA 2012-2015 e Relatórios Anuais de Avaliação do PPA 2012-2015

Apesar da melhora ocorrida, verifica-se, pelos dados analisados, que ainda restam 287.556 domicílios a serem atendidos para o cumprimento da meta. De acordo com o Decreto 7.520/2011, o objetivo é atender, até o final de 2014, a parcela da população do meio rural que não possui acesso a esse serviço público.

No entanto, dado que o índice de universalização sofreu leve redução no ano de 2012, a meta está possivelmente defasada, em face do cadastramento de novos domicílios passíveis de serem atendidos.

Essa demanda crescente pela universalização do serviço, aliada ao fato de a maior parte do público-alvo remanescente estar localizada em regiões isoladas do país, é uma dificuldade ainda a ser superada pelas instituições competentes em concretizar a política pública de universalização da distribuição de energia elétrica. Somado a isso, citam-se as dificuldades identificadas na execução do Programa Luz para Todos, desde a etapa de projeto até a execução das obras necessárias, conforme mencionado em diversos levantamentos realizados pelo TCU no âmbito do referido programa (a exemplo dos Acórdãos 2.393/2012 e 2.398/2012, ambos do Plenário).

Há, ainda, indicadores que não constam do planejamento plurianual, como o Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC), que avalia o grau de satisfação dos consumidores residenciais com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica.

Outros aspectos necessários para a avaliação conclusiva do setor elétrico sobre a ótica da segurança, da qualidade e da modicidade tarifária também não são acompanhados por meio de indicadores do planejamento plurianual.

Dada a complexidade do setor elétrico, a formulação de alguns indicadores, como um para a apuração do nível de segurança do sistema, é inviável. A garantia de suprimento é possível de ser avaliada, tão-somente, por meio de um conjunto de informações que conduzem a uma conclusão sobre a questão.

Não obstante, um quesito relacionado à segurança que deveria ser analisado é, por exemplo, a comparação do planejado versus executado. Sobre isso, a Aneel possui os indicadores de outorga de geração e de outorga de linhas de transmissão. Todavia, os referidos indicadores não avaliam o desempenho do poder concedente na concessão ou na autorização de outorgas, tendo em vista o planejamento da expansão do setor elétrico programado no PDE, mas apenas informam os quantitativos concedidos no período medido.

Sob o ponto de vista da qualidade, os indicadores contidos no planejamento plurianual permitem avaliar a continuidade dos serviços de energia elétrica, mas não a estabilidade da rede de distribuição devido à ocorrência de surtos e picos de tensão, por exemplo. Por outro lado, a Aneel possui uma série de indicadores de qualidade do produto descritos em seus Procedimentos de Distribuição (Prodist), tais como o Nível de Tensão em Regime Permanente e o Fator de Potência e a Flutuação de Tensão.

No que se refere aos serviços de transmissão do SIN (Rede Básica), há ainda dois tipos de indicadores de qualidade do setor elétrico apurados pelo ONS, os quais não são acompanhados no planejamento plurianual: 1) indicadores de confiabilidade da Rede Básica; e 2) indicadores de continuidade dos pontos de controle da Rede Básica.

A modicidade tarifária, por sua vez, também é avaliada pela Aneel por meio de um indicador que compara a evolução das tarifas com índices gerais da economia (IGPM, IPCA, INCC e salário mínimo). No entanto, a tarifa módica é um conceito que não depende exclusivamente do preço da energia, mas do quão reduzido esse preço pode ser, considerando as variáveis que compõem a estrutura tarifária. (...)

CAPÍTULO 3

O que precisa ser resolvido?

O atual modelo do setor elétrico foi instituído pela Lei 10.848/2004, regulamentada pelo Decreto 5.163/2004, com as seguintes premissas: modicidade tarifária para os consumidores; continuidade e qualidade na prestação do serviço; justa remuneração aos investidores, de modo a incentivá-los a expandir o serviço; e universalização do acesso aos serviços de energia elétrica e do seu uso.

Ao trazer essas perspectivas, o modelo atual objetivou atender aos consumidores, principalmente por meio de leilões regulados (tendo por critério a menor tarifa), ampliar a oferta de energia elétrica, incentivando novos empreendimentos de geração, e expandir o sistema de transmissão, de modo a mitigar o risco de apagões e racionamentos.

Nesse contexto, essa parte do trabalho apresenta os desafios já identificados pelo TCU, para as diversas atividades do setor elétrico – tais como planejamento, implementação de políticas setoriais, regulação e fiscalização – com vistas à consecução dos objetivos idealizados no modelo.

3.1 Definição de questões relacionadas ao vencimento das concessões do setor elétrico

As concessões do setor elétrico outorgadas até 1995 não precedidas por licitação foram prorrogadas pelo prazo máximo de vinte anos, com base na Lei 9.074/1995. Essas concessões envolvem 18% da geração de energia elétrica, 84% da rede básica de transmissão e 37 distribuidoras de energia elétrica das atuais 64 existentes no País.

Nesse contexto, o TCU realizou, em 2010, levantamento com o objetivo de identificar e avaliar as oportunidades e os riscos envolvidos nas ações necessárias em preparação ao vencimento dessas concessões (Acórdão 3.012/2011-TCU-Plenário - TC 028.862/2010-4).

No trabalho, em razão das constatações realizadas quanto à carência de informações básicas para a resolução do problema, o Tribunal julgou essencial que, antes da adoção de qualquer providência, fosse definido um modelo de solução para as aludidas concessões e a metodologia para a fixação de tarifas e preços a elas associados, bem como elaborados estudos acerca das implicações econômicas do modelo a ser adotado, a fim de dar suporte técnico à tomada de decisão.

Todavia, conforme exposto em processo de monitoramento do referido levantamento (Acórdão 3.149/2012-TCU-Plenário - TC-033.929/2012-2), antes que tais informações fossem apresentadas a esta Corte, o governo decidiu resolver a questão por meio da edição da Medida Provisória (MP) 579/2012, posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, e do Decreto 7.805/2012, que permitiram

a renovação antecipada dessas concessões. A premissa utilizada com a medida foi viabilizar a redução do custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro, principalmente por meio da indenização dos ativos não amortizados às concessionárias que aderissem à renovação antecipada.

Com isso, o TCU entendeu que o governo assumiu o risco de que os contratos de renovação fossem assinados com erro preliminar no cálculo das tarifas e/ou indenizações, motivo pelo qual foi determinada a inclusão, nos contratos abrangidos pelos normativos em questão, de cláusula de salvaguarda ao erário, para o caso de serem detectados erros ou inconsistências nos cálculos, sobretudo no que diz respeito às indenizações, de modo a possibilitar o ajuste e a compensação dos valores calculados quando da realização dos processos de revisão tarifária dessas concessões.

No último monitoramento realizado sobre a questão, ocasião em que o TCU apreciou as informações que embasaram a definição da tarifa e das indenizações das concessões abrangidas pela MP 579/2012 (Acórdão 1.836/2013-TCU-Plenário - TC-001.843/2013-3), identificou-se, no tocante às concessionárias de geração, que o modelo utilizado pela Aneel não considerava variáveis relevantes para o cálculo das tarifas, como tipo de turbinas, grau de automação, custos ambientais, controle de cheia e custos para administração de área de proteção permanente. Ou seja, as tarifas de todas as geradoras que optaram pela renovação foram calculadas com base em uma eficiência média, sem levar em conta as especificidades de cada usina hidrelétrica.

No que tangencia às concessionárias de transmissão, o modelo utilizado não considerou, à exceção do salário médio estimado para as prestadoras de serviço das concessionárias, aspectos que impactam diretamente sobre a receita das transmissoras, como condições climáticas, relevo e dificuldade de acesso às instalações. Por isso, empresas que atuam em áreas distintas podem ser consideradas ineficientes em função apenas de sua localização ou por estarem sujeitas a condições mais adversas que seus pares, por exemplo.

Assim, embora as concessionárias pudessem rejeitar a oferta do poder concedente e entregar a concessão caso considerassem muito baixas as novas tarifas, foi identificado risco no estabelecimento de tarifa muito abaixo ou muito acima da adequada, o que, sob a ótica da qualidade da prestação do serviço público e da modicidade tarifária, poderia produzir efeitos negativos sobre o setor, principalmente pelo fato de as renovações se darem pelo prazo de trinta anos.

Diante disso, o TCU recomendou à Aneel que realizasse fiscalizações específicas nas geradoras e nas transmissoras que optaram pela prorrogação, com o intuito de verificar as respectivas realidades operacionais e aperfeiçoando, se fosse o caso, o procedimento utilizado na renovação das concessões, no âmbito da próxima revisão tarifária.

Não obstante, algumas questões ainda precisam ser desenvolvidas, para a plena resolução desse problema envolvendo o vencimento das concessões.

O primeiro é que nem todas as concessionárias optaram pela renovação, o que leva à necessidade da realização de licitações para essas outorgas, na modalidade leilão ou concorrência, conforme o art. 8º da Lei 12.783/2013. Em razão disso, o TCU determinou que o MME apresentasse plano

de ações para tanto, a fim de evitar, por exemplo, novos casos como o da UHE Três Irmãos, em que o contrato de concessão venceu e o empreendimento só permaneceu operando por força de ordem judicial.

E, por fim, a Lei 12.783/2013 possibilitou a prorrogação das concessões de distribuição, desde que atendidos os critérios de racionalidade operacional e econômica. No entanto, ao contrário do que ocorre com a geração e a transmissão, não foram estabelecidas as diretrizes para a prorrogação de 39 contratos de distribuição que vencem até 2017. Por isso, o TCU também determinou ao MME que apresente os fundamentos e as diretrizes que regerão o tema, tão logo eles sejam definidos.

3.2 Desvirtuamento do atual modelo do setor elétrico

No âmbito do mercado regulado, a contratação de energia requer a realização de leilões, sob responsabilidade da Aneel, entre os quais se podem citar os Leilões de Energia Nova (LEN), cuja finalidade é atender ao aumento de carga das distribuidoras, e os Leilões de Energia Existente (LEE), destinados à contratação de energia gerada por usinas já construídas e que estejam em operação.

Após a conclusão do procedimento licitatório, procede-se à celebração obrigatória dos contratos de comercialização, a exemplo dos CCEARs. Esse tipo de avença contém o montante de energia contratada, com base na garantia física do empreendimento de geração (energia assegurada) – parcela de energia passível de ser vendida pelo gerador no ambiente regulado –, proporcional a sua contribuição estimada para a capacidade de geração do sistema, conforme o art. 2º, inciso I e §§ 1º e 2º, do Decreto 5.163/2004. Essa garantia se materializa por meio de um certificado de energia assegurada que cada usina recebe do MME. O somatório desses certificados corresponde à garantia física do sistema.

Portanto, a garantia física não significa geração efetiva de energia, mas sim o quantitativo previamente especificado nos certificados de energia assegurada das usinas, passível de ser comercializado independentemente do montante de energia efetivamente por elas gerado.

Todavia, o TCU constatou um desequilíbrio estrutural no sistema, porquanto a soma dos certificados de energia assegurada já emitidos às usinas é maior que a real garantia física do sistema (Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário - TC-012.949/2013-2). A origem desse problema passa a ser narrada a seguir.

Conforme o regramento vigente, o ONS deve zelar pela segurança do sistema e pelo uso eficiente dos recursos ao desempenhar suas funções. Para tanto, ele possui os próprios modelos computacionais, responsáveis por gerar uma série de dados que serão tratados mais adiante.

No entanto, desde o racionamento de 2001, restou evidenciado que o paradigma de operação em uso, que privilegiava o despacho da geração de menor custo, não era adequado como forma de garantir o suprimento.

Desse modo, por meio da Resolução 109 da Câmara de Gestão da Crise de Energia, de 24/1/2002, foi instituído um mecanismo de segurança atrelado ao armazenamento dos reservatórios, em razão das incertezas das afluições. Essa ferramenta, que é traçada a partir da escolha de uma combinação de condições hidrológicas severas para os próximos dois anos, passou a ser chamada Curva de Aversão ao Risco (CAR).

Ocorre que, apesar da criação da CAR, a operação do sistema elétrico seguiu os Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP), autorizados pela Resolução - CNPE 8/2007, visando proporcionar ainda mais segurança para o sistema. A partir desses procedimentos, o ONS passou a acionar térmicas ao longo do ano, de maneira a atingir em novembro de cada ano – ou seja, após o período de menor acúmulo de energia nos reservatórios do sistema – um nível de armazenamento que garantisse a segurança operativa do ano seguinte. Portanto, considerando que a geração térmica é conhecidamente mais onerosa que a hidráulica, o critério de menor custo não foi observado.

Todavia, os modelos computacionais do ONS não contemplavam os critérios do POCP, causando com que os dados por eles gerados não incorporassem os custos do acionamento das térmicas, tornando-os artificialmente baixos. Essas distorções provocavam um desequilíbrio que ainda reflete em toda a cadeia do sistema, desde o planejamento até a comercialização, como será explicado a seguir.

Entre os dados distorcidos pelo ONS está o custo de operação (CMO), que é utilizado pela EPE para elaborar os estudos de expansão do sistema, considerando o menor custo entre operar ou expandir, com base nos valores contidos em leilões passados. Em razão das aludidas distorções, os sinais enviados à EPE indicavam que o custo de operação encontrava-se inferior ao custo de expansão.

Além disso, o custo de operação passou a ser utilizado como parâmetro para o cálculo da garantia física dos empreendimentos leiloados a partir da Resolução – CNPE 9/2008, o que ocorreu, inclusive, sem a correspondente revisão dos certificados de energia assegurada até então emitidos.

A utilização de certificados de energia assegurada que não incorporavam a premissa instituída pelo referido normativo e de um custo de operação subavaliado para o cálculo das garantias físicas resultava na superavaliação da capacidade de suprimento do sistema (carga crítica), e, por conseguinte, da soma das garantias físicas já atribuídas às usinas, gerando um desequilíbrio estrutural.

O envio de sinais distorcidos pelo ONS só foi equacionado por meio da Resolução – CNPE 3/2013, que determinou a internalização dos POCP nos modelos computacionais utilizados na operação do sistema. E, mesmo assim, conforme previsto no art. 2º do referido normativo, o ONS ainda tem a prerrogativa de efetuar o despacho de térmicas, independente do que indiquem os modelos computacionais, “extraordinariamente e com o objetivo de garantir o suprimento energético”, cujos custos passaram a serem cobertos pela criação de um encargo tarifário chamado Encargos de Serviços do Sistema por Segurança Energética (ESS_SE).

Já para equacionar o desequilíbrio, foi criado, mediante o Decreto 6.353/2008, o Leilão de Energia de Reserva (LER), a fim de não afetar os contratos existentes e os direitos das usinas geradoras que recebem pelas respectivas garantias físicas, ainda que superdimensionadas. Todavia,

nominalmente, a energia assegurada pelo sistema permanece superdimensionada, causando o desvirtuamento do modelo.

A energia de reserva é comercializada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo (MCP), por meio de dois contratos: Contratos de Energia de Reserva (CER), firmados entre os geradores e a CCEE, e Contratos de Uso de Energia de Reserva (Conuer), firmados entre esta e os agentes de consumo. Assim, as garantias físicas das usinas contratadas para a geração de energia de reserva não ficam comprometidas por meio de CCEARs e funcionam como um “tapa-buraco” da energia ofertada pelas usinas com a garantia física superavaliada. Os custos decorrentes da contratação desse tipo de energia são cobertos por meio do Encargo de Energia de Reserva (EER).

Desde 2008, foram realizados cinco LERs, com a contratação de 3.497,9 MW médios de garantia física, no horizonte de quinze a vinte anos. As usinas térmicas contratadas para geração de energia de reserva que já foram concluídas estão sendo plenamente despachadas, conforme informa o ONS em seus Programas Mensais de Operação (PMOs), o que reforça a necessidade estrutural dessa energia.

Esse desvirtuamento do modelo implica em riscos não calculados para a segurança do abastecimento, pois, em que pese haja a contratação de energia de reserva, não se sabe qual é o real déficit gerado pela contratação das garantias físicas superdimensionadas até a publicação da Resolução - CNPE 3/2013.

Sendo assim, a partir desse diagnóstico estrutural do setor elétrico, o TCU prolatou o Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, no qual estipulou prazo para o MME apresentar Plano de Ação, com vistas à elaboração de estudos conclusivos para subsidiar a revisão ordinária das garantias físicas das usinas do sistema elétrico brasileiro cujo prazo dos certificados de energia assegurada findarão em 31/12/2014, nos termos da Portaria MME 303/2004.

3.3 Construção de usinas hidrelétricas a fio d'água sem ampla discussão com a sociedade

Outro problema de ordem estrutural do setor é a decisão política de não se licitar usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização. Conforme apontado pelo TCU (Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário), nos últimos dez anos, apenas usinas a fio d'água foram leiloadas – entre as quais as UHEs Jirau, Santo Antônio e Belo Monte – por, entre outros motivos, restrições ambientais que dificultam a construção de grandes reservatórios, como a localização dos potenciais hidrelétricos em território de florestas e de reservas indígenas.

Dessa forma, as três grandes usinas que o Brasil constrói neste momento não possuem grandes reservatórios. Nelas, as turbinas geram energia a partir do fluxo natural do rio, sem grandes quedas (a fio d'água). A água que entra no reservatório sai rapidamente para permitir a geração de energia.

Os estudos atuais de inventário também seguem a mesma premissa, visto que 70% dos potenciais inventariados estão localizados na Amazônia, onde se encontram essas áreas com grandes entraves socioambientais.

Ocorre que, tendo em vista o caráter de complementariedade entre a utilização dos reservatórios e o aproveitamento de fontes de energia mais limpa (eólica e a biomassa), a ausência de reservatórios prejudica a otimização do sistema. A alternativa adotada pelo governo tem levado o País a depender de um número maior de empreendimentos de geração advinda de outras fontes de energia, sobretudo de térmicas movidas a combustíveis fósseis, que são mais caras e poluentes.

Prova dessa decisão governamental foi a Resolução - CNPE 6/2008, que não permitiu a construção da UHE Altamira (Babaquara), a montante de Belo Monte, cujo reservatório poderia ser de 6.140km², maior do que a área do reservatório da UHE Sobradinho.

Para permitir a complementariedade entre os tipos de geração, o PDE 2012-2021 retomou a previsão de contratação de térmicas nos próximos leilões de energia, ante a necessidade de fonte que possibilite o despacho imediato, o que não ocorre com usinas eólicas e a biomassa. O Leilão - Aneel 6/2013 permitiu a inserção de térmicas a carvão mineral, após anos sendo apontadas como uma fonte poluidora. Esses fatores contribuirão, cada vez mais, para a dependência das térmicas como fonte de complementariedade do setor elétrico brasileiro, com vistas ao atendimento da carga instantânea nos horários de pico.

Outro ponto que enseja preocupações ainda maiores para o setor é a volatilidade na capacidade de geração das usinas a fio d'água, a depender de onde estão localizadas. De acordo com os dados apresentados pelo ONS no 10º Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico (ENASE), considerando as características da bacia amazônica, as usinas do rio Madeira podem gerar 6.000 MW médios de energia no período úmido, enquanto no período seco esse montante seria reduzido para até 30% do total.

No tocante à preservação do meio ambiente, o eventual ganho com a implantação dessas usinas frente às UHEs com reservatório também é alvo de discussão no âmbito do documento intitulado “Uma Metodologia para Analisar o Impacto das Usinas a Fio d'água na Capacidade de Regularização do Sistema Hidrotérmico Brasileiro”, publicado pelo Grupo de Estudo Operação de Sistemas Elétricos, no âmbito do vigésimo Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.

No referido trabalho, foram realizadas simulações do sistema hidrotérmico no horizonte 2010-2020 e examinaram-se os impactos causados pelo despacho de térmicas em virtude da perda de capacidade de regularização no longo prazo.

Pela análise dessas simulações, o esvaziamento dos reservatórios na configuração de 2010 geraria a emissão de 30 milhões de tCO₂, enquanto na configuração de 2020 a emissão chegaria a 170 milhões de tCO₂, um aumento de 460%. Ou seja, considerando que a configuração de 2020 tem 12% de capacidade de regularização, para cada 1% de perda de capacidade, o nível de emissão do sistema aumentaria em 38%.

Essa conclusão, na verdade, evidencia uma contradição para um país que tem sua base de geração em usinas hidrelétricas, além de conflitar com a meta de redução da emissão de gases de efeito estufa entre 36,1% e 38,9% das emissões projetadas até 2020, fixada na Lei 12.187/2009, que instituiu a

Política Nacional sobre a Mudança do Clima (PNMC) e oficializou o compromisso voluntário do Brasil junto à Convenção-Quadro da ONU sobre Mudança do Clima.

Portanto, haja vista as vantagens proporcionadas pelas UHEs com reservatórios, bem como as controvérsias existentes quanto aos eventuais ganhos ambientais com a construção de UHEs a fio d'água, verifica-se que a diretriz adotada pelo governo para a configuração da matriz energética não tem sido acompanhada de ampla discussão com os segmentos da sociedade, ainda que as políticas implementadas neste momento produzam diversas consequências no futuro.

Diante do relatado, o TCU determinou ao MME, ao Ministério do Meio Ambiente (MMA) e ao Instituto Brasileiro de Meio Ambiente (Ibama), por meio do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, que apresentassem plano de trabalho para a elaboração de estudos, incluindo, se fosse o caso, a realização de audiências/consultas públicas, para identificar claramente os custos e benefícios econômicos e socioambientais da utilização de cada tecnologia de geração de energia elétrica, entre as quais as usinas hidrelétricas com reservatório e a fio d'água.

3.4 Inconsistências na formação dos preços adotados pelo poder concedente para a valoração dos investimentos das outorgas de concessões, permissões ou autorizações no setor elétrico

De acordo com o art. 21, inciso XII, alínea “b” da Constituição Federal, os serviços e instalações de energia elétrica, sob o modelo atual do setor elétrico, são prestados mediante outorga de concessão, permissão ou autorização, o que normalmente ocorre após a realização de leilões pela Aneel.

No tocante aos leilões de geração e de transmissão, o valor do investimento a ser realizado na construção dos empreendimentos necessários para a prestação desses serviços, aferido normalmente a partir de um banco de preços, é importante na medida em que influi no preço-teto da energia oferecida pelas empresas geradoras ou na remuneração máxima das empresas de transmissão.

Quanto aos serviços de distribuição, cujas obras de expansão demandam uma dinâmica complexa, em virtude de fatores de ocupação territorial e de desenvolvimento regional, os custos dos ativos necessários revestem-se de especial importância. Isso porque é a partir deles que se calcula a remuneração a ser auferida pelas distribuidoras mediante a incidência de uma determinada taxa de retorno sobre os investimentos prudentemente realizados (Base de Remuneração Regulatória – BRR). Os contratos de distribuição de energia elétrica sofrem revisões tarifárias periódicas promovidas pela Aneel, de forma a garantir o equilíbrio econômico financeiro deles.

O TCU fiscaliza esses processos de outorga há mais de uma década. O acompanhamento das concessões e das permissões para a prestação de serviços públicos está disciplinado pela Instrução Normativa - TCU 27/1998. Os contratos de concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica, por sua vez, também são acompanhados nas respectivas revisões tarifárias periódicas, conforme disciplinado na Instrução Normativa - TCU 43/2002.

Seja nas outorgas de geração, de transmissão ou de distribuição, cujas cifras podem superar um bilhão de reais, a correta precificação desses investimentos é relevante, uma vez que os respectivos valores impactam sobre a tarifa a ser paga pelo consumidor final. Nessa esteira, o valor desses investimentos deve buscar uma aproximação ao custo real, de forma não só a evitar que uma eventual superestimativa resulte em prejuízo aos consumidores de energia elétrica, como também a gerar interesse dos investidores pela remuneração a eles oferecida em contrapartida pela prestação de um serviço público.

Entretanto, na apreciação dos leilões que preveem obras de geração, cujos relatórios técnicos e estimativas de custo estão a cargo da EPE, além do baixo grau de detalhamento das informações geradas pelo Poder Concedente, o TCU identificou inconsistências nos preços de materiais e de equipamentos eletromecânicos, bem assim nos custos de insumos das obras civis e socioambientais.

Como exemplo de constatações em leilões de geração, cabe apontar o Leilão - Aneel A5/2013, destinado à compra de energia proveniente de novos empreendimentos hidrelétricos de geração (São Manoel/MT, Ribeiro Gonçalves/MA-PI, Cachoeira/MA-PI e Itaocara I/RJ), totalizando investimentos estimados da ordem de R\$ 4,11 bilhões e potência total instalada de 1,02 GW. Foram constatadas diferenças percentuais, a maior, de 30,15% e 24,63% nos valores de turbinas e de geradores da UHE Cachoeira, respectivamente, quando comparados aos referenciais do TCU.

O Tribunal, por meio do Acórdão 3.017/2013-TCU-Plenário, além de determinar à EPE que apresentasse, a partir do próximo leilão de geração, informações específicas e importantes para o cálculo dos preços dos insumos de obras civis, fez recomendações para que a empresa reavaliasse os valores das turbinas e dos geradores da UHE Cachoeira, bem como os estudos e valores orçados para custos socioambientais da UHE São Manoel, considerando as condicionantes impostas pelos órgãos ambientais à implantação deste empreendimento.

Nos leilões de transmissão, a Aneel licita o objeto a partir dos estudos que recebe do MME, em especial os relatórios técnicos de competência da EPE, que permitem estimar o valor de investimento para cada empreendimento, por meio do Banco de Preços da Agência.

Pelas análises realizadas sobre esses leilões, o Tribunal constatou inconsistências que afetavam os valores desses investimentos. Foram apontadas irregularidades em projetos, orçamentos e relatórios técnicos, relativas a especificações, quantidades e preços de equipamentos e serviços.

Para ilustrar, uma das irregularidades foi verificada no Leilão - Aneel 11/2013, cujo objeto foi a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica para a construção, a operação e a manutenção do primeiro circuito do sistema de transmissão associado à UHE Belo Monte, com investimentos da ordem de R\$ 5,2 bilhões (Acórdão 3.640/2013-TCU-Plenário).

Nos estudos desse empreendimento, a Aneel adotou uma metodologia diferenciada para a análise do preço de determinados equipamentos e para o cálculo dos investimentos da linha de transmissão, dada a complexidade do projeto e a ausência de valores referenciais no Banco de Preços da Aneel, haja vista o ineditismo da solução adotada no Brasil.

Por outro lado, para os custos de infraestrutura e dos demais equipamentos, bem como para a obtenção dos preços dos insumos e dos cabos utilizados nas linhas de transmissão, a Agência utilizou o seu banco de preços. Em razão de inconsistências nele verificadas, relativas aos parâmetros de regionalização dos preços unitários dos insumos e ao preço unitário do cabo condutor, as estimativas de investimento previstas para o leilão sofreram redução da ordem de R\$ 168,7 milhões.

O Tribunal ainda recomendou, mediante o Acórdão 3.640/2013-TCU-Plenário, que a Aneel reavaliasse a metodologia adotada para a estimação dos custos socioambientais de projetos de sistema de transmissão de energia elétrica, considerando as complexidades inerentes à tipologia da obra.

Tendo em vista o recorrente problema relacionado à precificação dos investimentos de transmissão, também foi realizada auditoria operacional no Banco de Preços da Aneel (Acórdão 1.163/2014-TCU-Plenário - TC-006.335/2013-6).

No referido trabalho, constatou-se primeiramente a ausência de um procedimento que discipline a periodicidade mínima para a realimentação do Banco de Preços da Agência. Isso pode causar o descolamento entre os valores de referência da Aneel e os valores de mercado, o que gera o risco de contratação antieconômica de serviços de transmissão de energia elétrica.

O Banco de Preços foi realimentado uma única vez pela Agência, em 2010. Todavia, foram identificadas inconsistências nos procedimentos adotados para tanto, em especial nas atividades de coleta, validação e tratamento de dados de aquisições dos principais materiais e equipamentos, conforme descrito a seguir.

Na atividade de coleta de dados para a alimentação do aludido banco de preços, foram constatadas inconsistências na metodologia de regionalização de preços de equipamentos. Isso porque a regionalização de preços é um dado dinâmico, e, portanto, de tempos em tempos, a metodologia adotada pela Agência deve ser revista de modo que os valores se mantenham condizentes com a realidade de mercado.

Com relação à coleta e também à validação dos dados, foi constatada a utilização de dados antigos (preços de aquisições ocorridas em 2002), atualizados por meio de índices econômicos gerados por fórmulas paramétricas e mantidos por longo período, o que não é suficiente para acompanhar as oscilações de preços do mercado e pode levar a distorções indesejáveis.

Também se verificou que, desde a catalogação dos dados de aquisições, ponto de partida para o tratamento dos dados, características técnicas relevantes para a determinação dos preços dos equipamentos não foram consideradas. Para exemplificar essa constatação, destaca-se o transformador de potência, um dos mais importantes ativos de uma subestação, cujo preço, na mesma faixa de potência e tensão, pode variar em até 25% dependendo do tipo de resfriamento.

Sobre o tratamento dos dados considerados na realimentação do Banco de Preços da Aneel, foi observada uma pequena quantidade de dados disponíveis para a obtenção dos preços de alguns itens. Determinados equipamentos tiveram seus valores realimentados a partir do dado de uma

única nota fiscal como, por exemplo, o transformador trifásico de 500/138kV, em face da qual foram geradas curvas de preços de referência de outros equipamentos de característica análogas.

Além disso, foram adotados procedimentos que podem ter alterado o valor dos equipamentos de forma significativa, como o uso de coeficientes de extrapolação arbitrários e a adoção de interceptos determinados de forma indefinida e cuja veracidade não se pode atestar. Esse procedimento foi observado na obtenção dos preços de transformadores e de disjuntores, itens relevantes na formação do preço de subestações.

Uma possível consequência dessas inconsistências foi a tendência de descolamento para maior entre os valores dos principais equipamentos que compõem as unidades modulares de subestação (módulos de manobra e módulos de equipamentos), quando comparados com a média dos valores de aquisições de equipamentos e materiais das empresas do grupo Eletrobras. Essa situação tem efeitos potencializados visto que os custos dos componentes menores e dos acessórios, bem como os custos de montagem, são calculados como percentuais dos custos dos equipamentos principais.

Por fim, diante dessas constatações, uma série de recomendações e determinações foi expedida aos agentes envolvidos, por meio do Acórdão 1.163/2014-TCU-Plenário, de forma a tornar as estimativas de preços mais aderentes às praticadas pelo mercado, contribuindo para contratações mais econômicas e para a promoção da modicidade tarifária, sem contrapor aos interesses do mercado empreendedor.

No tocante aos serviços de distribuição, por sua vez, a Aneel não conta com banco de preços de referência, o que suscitou a necessidade de uma avaliação mais aprofundada acerca dos métodos e critérios utilizados pelo regulador para a definição dos valores dos ativos que servem de parâmetro para a remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica, dadas as particularidades do processo de validação desses ativos.

Nesse sentido, em cumprimento ao Acórdão 1.319/2013-TCU-Plenário, que julgou processo de acompanhamento de revisão tarifária periódica da AES Eletropaulo (TC 009.454/2012-8), foi constituído o TC 033.824/2013-4, para a realização de auditoria operacional específica nos parâmetros de remuneração das distribuidoras utilizados pela Aneel. Ressalta-se, todavia, que o processo em questão ainda não teve apreciação conclusiva do TCU.

Portanto, as referidas constatações no âmbito dos leilões de geração e de transmissão, bem como dos contratos de concessão das distribuidoras, decorrem de falhas nas atividades de planejamento (em especial nos leilões de geração e transmissão, como na especificação dos materiais e de equipamentos necessários, bem como na elaboração dos estudos socioambientais pela EPE) e de regulação e fiscalização da Aneel nos processos de revisão tarifária das distribuidoras.

CAPÍTULO 4

O que o TCU constatou em 2014?

Neste capítulo, são apresentadas as principais questões tratadas pelo TCU em 2014, que prejudicam o atendimento das premissas instituídas pelo atual modelo do setor elétrico.

4.1 Ocorrência sistêmica de atrasos e descompassos na implantação dos empreendimentos de geração e de transmissão

Na medida em que o mercado de energia elétrica cresce, é necessária a formulação de políticas de expansão do sistema, que se materializam, por exemplo, mediante a implantação de novos empreendimentos de geração e de transmissão, com datas de necessidade previamente planejadas.

Falhas na definição dos prazos para a implantação desses investimentos ou o não cumprimento dos respectivos cronogramas implicam em vários efeitos negativos para o sistema, sob a ótica da modicidade tarifária e da segurança energética.

Diante desse problema, o TCU realizou fiscalização com o objetivo de avaliar o cumprimento e a sincronia do cronograma para a implantação dos empreendimentos de geração e de transmissão outorgados entre 2005 e 2012, bem como os impactos de eventuais atrasos e descompassos na conclusão de obras interdependentes sobre o sistema elétrico brasileiro e os mecanismos existentes para coibir tais ocorrências (Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário – TC-029.387/2013-2).

Em que pese a variação no tempo de atraso, verificou-se que, em média, 76% das unidades geradoras de empreendimentos contidos na amostra não cumpriram o cronograma. Além disso, a depender do tipo de geração, foi constatado que o atraso médio dessas instalações é de aproximadamente oito meses e, pelo menos em 12% dos casos, superam um ano.

Tabela 9 – Atrasos na geração

Tipo de geração	Quantidade de empreendimentos ou de Unidades Geradoras na amostra	Quantidade de empreendimentos ou Unidades Geradoras atrasados (%)	Percentual de empreendimentos ou unidades geradoras que apresentaram atrasos em relação ao total da amostra, por tipo de geração e faixa de atraso (%)				Atraso médio (meses)
			Superior a 3 meses	Superior a 6 meses	Superior a 9 meses	Superior a 1 ano	
UHE	146	79%	66%	52%	40%	12%	8
UTE	144	75%	60%	51%	46%	35%	11
Eólicas	352	88%	66%	61%	53%	43%	10
PCH	58	62%	50%	40%	28%	16%	4

Quanto ao serviço de transmissão, a unidade técnica apurou que, em média, 73% dos empreendimentos outorgados entre 2005 e 2012 apresentaram atrasos. Cabe destacar, ainda, a incidência de 44% de atrasos de pelo menos um ano nas obras de linhas de transmissão e de 31% de atrasos de no mínimo seis meses nas obras de subestações.

Tabela 10 – Atrasos na transmissão

Tipo de transmissão	Quantidade de empreendimentos na amostra	Quantidade de empreendimentos atrasados (%)	Percentual de empreendimentos que apresentaram atrasos em relação ao total da amostra, por tipo de transmissão faixa de atraso (%)				Atraso médio (meses)
			Superior a 3 meses	Superior a 6 meses	Superior a 9 meses	Superior a 1 ano	
LT	163	83%	73%	64%	56%	44%	14
Subestações	64	63%	42%	31%	17%	6%	3

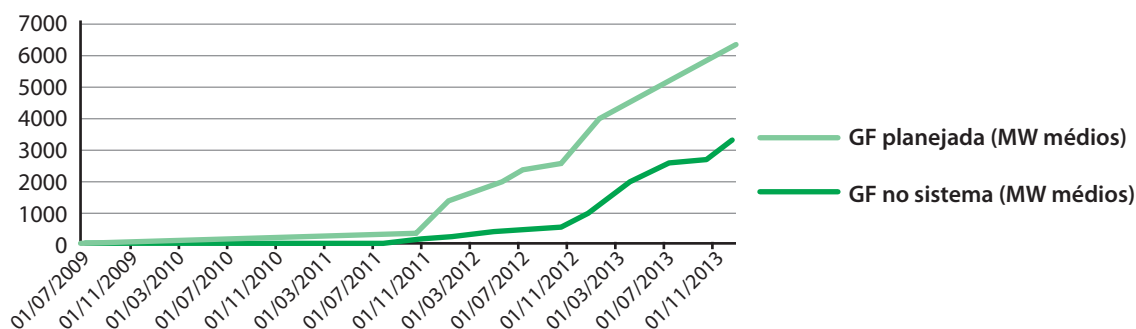
Entre os casos analisados, onze tiveram os respectivos efeitos aferidos por meio da fiscalização, somando um impacto financeiro estimado da ordem de R\$ 8 bilhões, no período de 2009 a 2013 (geração e transmissão das usinas do rio Madeira; interligação do sistema Acre-Rondônia ao SIN; UTEs de Manaus; Linha de Transmissão Tucuruí-Macapá-Manaus; UTEs Maranhão IV e V; UHE Dardanelos; UTE Porto do Itaquí; UTE Porto do Pecém I; UTE Porto do Pecém II; parques eólicos localizados na Bahia e no Rio Grande do Norte; e UTEs à biomassa).

A Figura 8 a seguir sintetiza os impactos desses casos específicos, em termos energéticos, considerando-se o planejado versus o executado.

Do montante apresentado, cabe destaque aos atrasos ocorridos nas usinas do rio Madeira, UHEs Santo Antônio e Jirau, que chegaram a impactar o sistema, até 2013, com a ausência de 854,4 MW e 1.641,2 MW, respectivamente. Adicionalmente, tendo em vista o atraso nas linhas de transmissão do Sistema Araraquara, as redes de transmissão das regiões Sul e Sudeste podem não suportar a energia gerada por essas usinas, conforme alerta dirigido pelo ONS ao MME.

As principais causas dessa ineficiência estão relacionadas a falhas de planejamento do setor elétrico, de implementação das políticas setoriais e da respectiva regulação e fiscalização.

Figura 8 – Impactos sobre a segurança energética dos onze casos analisados no TC 029.387/2013-2



Quanto ao planejamento, pode-se citar que os prazos para a entrada em operação desses empreendimentos, contidos nos atos de outorga, não são fundamentados por estudos que analisem a adequação dos prazos adotados nas outorgas anteriores. Tal fato ainda se agrava em face da complexidade dos entraves enfrentados pelas concessionárias durante a construção dos empreendimentos, em especial na etapa de licenciamento ambiental, o que pode tornar os prazos de obra impraticáveis.

Na fase de implementação, sob responsabilidade das concessionárias, cabe destaque à morosidade do processo de licenciamento ambiental frente às cada vez maiores demandas socioambientais e, em alguns casos, à incapacidade operacional das empresas de energia elétrica que atuam no cenário nacional.

Por fim, no que tangencia à regulação e à fiscalização desempenhadas pela Aneel, impende mencionar a dificuldade existente em bloquear a participação, nos leilões de geração e de transmissão, de empresas inaptas para a prestação dos serviços leiloados, bem como a pouca efetividade das sanções aplicadas pela Agência para coibir atrasos na entrada em operação dos empreendimentos de transmissão, em que pesem possam elevado impacto financeiro.

Em face dessas ineficiências, o TCU determinou ao MME, por meio do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, que elaborasse plano de ação para evitar que, em 2015, haja restrição no escoamento da energia oriunda do Complexo do Madeira para as cargas das regiões Sul e Sudeste, bem como que – em articulação com a Aneel e com outros agentes do setor elétrico – elaborasse estudos para a definição dos prazos para a conclusão dos empreendimentos de geração e transmissão.

4.2 Elevado índice de perdas elétricas

Se por um lado o Brasil caminha para a opção de construir apenas usinas sem reservatórios, será apresentado, a seguir, o quanto a atual capacidade de armazenamento do sistema elétrico brasileiro é consumida em virtude de um problema que há muito vem sendo diagnosticado no País: as perdas elétricas.

As perdas elétricas se dividem em técnicas e não técnicas (ou comerciais). As primeiras advêm da dissipação de energia nos condutores e estão relacionadas às características físicas das instalações, à manutenção e à qualidade dos equipamentos. Já as perdas não técnicas decorrem de fraude, furto ou falta de medição.

O nível de perdas no sistema elétrico é fator determinante do patamar tarifário e da necessidade de investimentos em novos empreendimentos de geração. Afinal, quanto maiores forem as perdas, mais energia será gerada e injetada no sistema, sendo que uma parte será efetivamente consumida, faturada e paga e outra parte será dissipada nos condutores, furtada, não medida ou não paga.

O TCU constatou, em 2010, a perda total com distribuição no País foi de 59,7 TWh (sendo 33,9 TWh de perdas técnicas e 25,8 TWh de não técnicas), ou seja, 13,2% da energia injetada naquele ano, de 452 TWh (Acórdão 336/2014-TCU-Plenário - TC 003.626/2012-1).

Considerando que o parque hidrelétrico brasileiro é capaz de armazenar cerca de 200 TWh em reservatórios, significa dizer que 30% da capacidade de armazenamento do parque elétrico brasileiro é desperdiçada nas redes de distribuição. Esse montante de perdas representa um custo de R\$ 15,2 bilhões por ano, sendo R\$ 6,6 bilhões apenas em razão de fraudes, furtos ou falta de medição (perdas não técnicas).

Essa ineficiência está relacionada à implementação e à manutenção dos empreendimentos de distribuição, e, no caso das perdas não técnicas, também ao consumo irregular de energia elétrica e à insuficiência de fiscalização para mitigar esse tipo de ocorrência.

Sendo assim, o TCU prolatou o Acórdão 336/2014-TCU-Plenário, em que determinou que a Eletrobras apresentasse plano de ação com o objetivo de reduzir efetivamente as perdas elétricas das distribuidoras integrantes do seu grupo empresarial.

Não obstante, cabe destaque aos dados da International Energy Agency (IEA), que estimam que as perdas totais do setor elétrico brasileiro, incluindo as perdas na rede de transmissão, chegam a 17% da energia injetada no sistema. A Tabela 9 a seguir traz um benchmarking de perdas, em 2011, de diversos países selecionados da base de dados da IEA, agregada no World Bank Group (<http://data.worldbank.org>).

Tabela 11 – Benchmarking internacional de perdas na transmissão e na distribuição no ano de 2011, em relação à energia injetada

País	Perda (%)	País	Perda (%)	País	Perda (%)
Finlândia	3	Chile	7	Colômbia	12
Austrália	5	Portugal	8	Argentina	14
Grécia	5	Espanha	9	Brasil	16
EUA	6	Rússia	10	Venezuela	20
China	6	Hungria	11	Índia	21

Pela análise dos dados acima, verifica-se que, dos países que compõem o BRIC, o Brasil só está à frente da Índia, quando se trata de perdas elétricas.

Um certo nível de perdas é inevitável, mas, certamente, é gerenciável e passível de regulação. Segundo números do Banco Mundial, Países como Camarões e Síria, por exemplo, conseguiram reduzir em mais de 45% os respectivos índices, no período de 2004 a 2011, atingindo valores abaixo de 10% em perdas (<http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS>).

Para tanto, é necessário o aperfeiçoamento do arcabouço regulatório para gerar mais incentivos aos agentes do sistema, bem como uma maior fiscalização, visando regularidade, eficiência e modicidade tarifária na prestação dos serviços públicos de energia elétrica.

4.3 Ocorrência de “apagões”

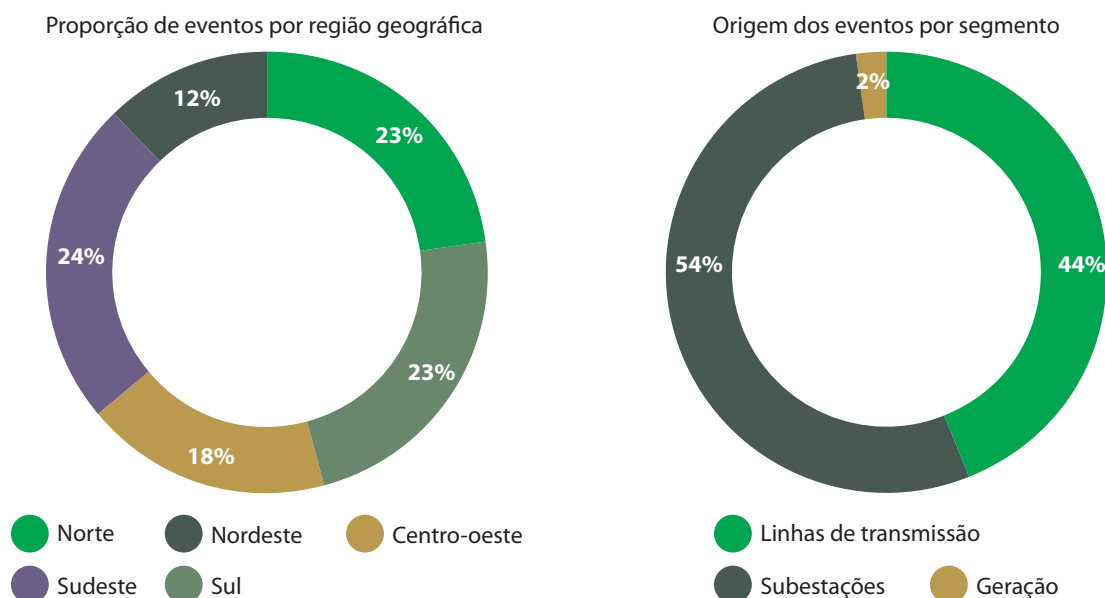
Nos últimos anos, em especial em 2012 e 2013, algumas regiões do País sofreram diversos blecautes de grandes proporções, levando a percepção da existência de problemas no sistema elétrico brasileiro. Esses grandes blecautes, chamados “apagões”, causam transtornos à população e prejuízos econômicos em decorrência da paralisação das atividades produtivas.

Para ilustrar, somente para as empresas geradoras de energia, os custos financeiros do blecaute ocorrido em 10/11/2009 foram calculados em cerca de R\$ 335 milhões pelo Instituto Acende, considerando o valor do MWh e o tempo até o reestabelecimento da energia. No caso do sistema de transmissão Acre-Rondônia, que se situa próximo a regiões de queimadas, a Consultoria PSR calculou o custo de R\$ 600 milhões com geração térmica necessária para mitigar o risco de interrupções no suprimento, entre janeiro e outubro de 2010 (Peça 18, p. 3).

Em face desse problema, o TCU realizou levantamento com a finalidade de identificar as principais causas desses apagões, bem como avaliar as medidas mitigadoras do risco da ocorrência dessas perturbações (Acórdão 2.179/2014-TCU-Plenário - TC 029.389/2013-5).

Conforme apontado no trabalho, o número de ocorrências registradas no SIN passa de 2.000 por ano. A Figura 10 sintetiza os principais dados relacionados a 893 dessas perturbações, de acordo com os dados contidos nos Boletins Semanais de Operação do ONS, desde agosto de 2005.

Figura 9 – Principais dados sobre os eventos



Dessas ocorrências, a equipe de auditoria selecionou uma amostra com 46 perturbações, considerando fatores como carga interrompida, tempo de recomposição do sistema, região geográfica, fonte (geração, linhas de transmissão ou subestação), entre outros.

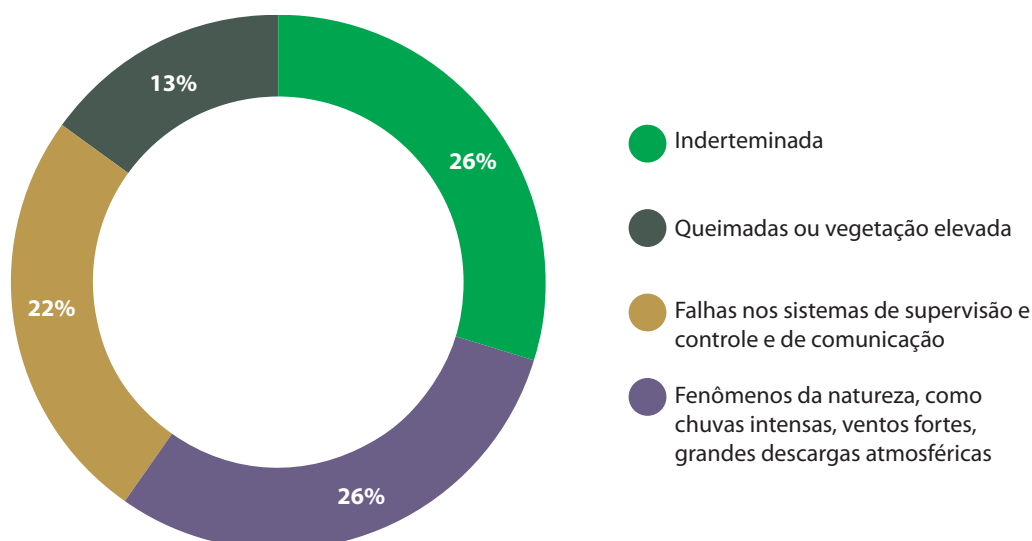
Pela análise da amostra, verificou-se que, embora existam diversas medidas com o potencial de reduzir a ocorrência e a propagação de eventos, além da duração de falhas no suprimento de energia, o desempenho do sistema elétrico piorou no período de 2009 a 2012 e é considerado insatisfatório pelos próprios critérios do ONS, quanto ao tempo de interrupção no suprimento.

Entre as causas para a ocorrência dessas falhas, apuraram-se várias razões: falta de investimentos em estrutura e tecnologia; insuficiência de manutenção e de substituição de equipamentos ultrapassados; ausência de sistemas de proteção da rede e de prevenção de variações na tensão; aparelhos fora do padrão; problemas estruturais em subestações; falhas humanas; erros de comando; fenômenos naturais, como vento, chuva, raios e incêndios na faixa de servidão, entre outros.

A Figura 10 apresenta as causas das perturbações mais severas da amostra, tais como os apagões ocorridos no Nordeste em setembro de 2012 e em agosto de 2013, no Centro-Oeste e Sudeste em outubro de 2012 e dezembro de 2012, bem como a falha no sistema de transmissão da UHE Itaipu em novembro de 2009, que atingiu 18 estados da Federação.

Em que pese essas causas sejam investigadas, nem sempre as recomendações emanadas pelo ONS são cumpridas pelos proprietários das instalações, muito embora sejam de caráter obrigatório. As médias anuais dos principais indicadores de atendimento e cumprimento de prazos dessas recomendações não têm atingido as metas estabelecidas, com nítida deterioração ao longo dos anos, em especial de 2012 para 2013.

Figura 10 – Principais causas das perturbações



Parte desse problema diz respeito a deficiências na atuação da Aneel, por exemplo, quanto à falta de isonomia no trato com as empresas estatais e as do setor privado.

Também há, atualmente, uma controvérsia existente na possibilidade de aplicação de multas pela Agência ao ONS e a seus associados, em razão da ausência de fundamento jurídico. No entanto, segundo a Procuradoria-Geral da Aneel, essa lacuna normativa poderia ser suprida, seja pela

alteração do estatuto do operador ou por meio da edição de nova resolução normativa, ambos de competência do regulador. Uma multa, no valor aproximado de R\$ 1 milhão, está atualmente sob disputa no Poder Judiciário, por esse motivo.

Ainda no contexto regulatório, há a necessidade de um processo dinâmico de apuração das causas associadas às interrupções no SIN, condizente com o crescente número de agentes, a maior participação das diversas fontes de geração de energia (térmicas, eólicas, solar, biomassa) e de instalações cada vez mais tecnológicas (transmissão em ultra alta tensão, geração distribuída), a fim de proporcionar agilidade na implementação de melhorias e adaptações.

No que se refere ao ONS, os procedimentos por ele adotados, em especial a obtenção e modelagem de indicadores de desempenho energético, demandam melhorias sistêmicas, de forma a tratar questões como os gargalos na transmissão, energia armazenada do SIN, atrasos em empreendimentos estratégicos, apuração dos coeficientes de produção.

Por fim, as oportunidades de melhoria também tangem a reavaliação do atual critério de redundância utilizado na operação do sistema, denominado “n-1”. Por tal critério, na ocorrência de algum evento danoso no sistema, há uma outra rede capaz de absorver e escoar a energia necessária para a continuidade do suprimento.

Os problemas mais acentuados, quando se trata da confiabilidade do sistema de transmissão, estão na região Norte, na qual vários circuitos operam sem nenhum tipo de redundância.

Ademais, é oportuno aprofundar os estudos de implementação gradativa do critério de redundância “n-2” para as instalações estratégicas do sistema, como as das principais capitais e dos grandes troncos de transmissão responsáveis pela interligação entre as regiões do País.

Em decorrência dessas informações, foi prolatado o Acórdão 2.159/2014-TCU-Plenário, pelo qual foram levantadas possíveis ações de controle em torno da problemática dos apagões.

CONCLUSÃO

O TCU, muito antes da ocorrência da atual crise hídrica, apontou a existência de indícios no sentido de que a capacidade de geração de energia elétrica configura-se insuficiente, em termos estruturais, para garantir a segurança energética do país.

Diversas fiscalizações evidenciaram problemas que impactaram negativamente na oferta de energia e na eficiência do consumo, quais sejam:

- a. falhas no planejamento da expansão da capacidade de geração;
- b. superavaliação da garantia física das usinas geradoras;
- c. indisponibilidade de parte do parque de geração termelétrica;
- d. atraso na entrega de obras de geração e transmissão de energia elétrica;
- e. não realização de repotenciação de usinas existentes;
- f. diminuição acentuada da relação entre energia armazenada e carga, em razão da expansão da oferta por meio da construção de usinas a fio d'água;
- g. elevado nível de perdas elétricas no sistema;
- h. perda significativa de receitas e capacidade de investimento das concessionárias de geração, principalmente estatais, que renovaram concessões nos termos da MP 579/2012;
- i. emissão de sinal de preço equivocado, na medida em que a redução do valor da tarifa, decorrente da renovação das concessões de geração e transmissão, contrariou cenário desfavorável de oferta e demanda de energia;
- j. exposição involuntária das distribuidoras aos elevados preços do mercado de curto prazo, em decorrência de cancelamento de leilão de energia existente, em 2012, e ausência de estudos e medidas de contingência ante a não renovação de parte dos contratos de concessões (MP 579/2012).

A somatória desses problemas tornou menor a margem de segurança e aumentou a vulnerabilidade do sistema a períodos de menor fluência hídrica, aumentando o risco de desabastecimento elétrico.

Como a presente instrução objetiva tão somente contextualizar a atual situação do setor elétrico com as fiscalizações desenvolvidas por este Tribunal, e sabendo que esses trabalhos serão monitorados nos processos específicos, propõe-se, tão somente, encaminhar, para ciência, esta instrução para os órgãos competentes setoriais.

Ante todo o exposto, submete-se a presente instrução à consideração superior, propondo o seu encaminhamento, bem como o Voto e o Acórdão que vier a ser proferido, ao Ministério de Minas e Energia, à Empresa de Pesquisa Energética, à Agência Nacional de Energia Elétrica, ao Senado Federal - particularmente à Comissão de Serviços de Infraestrutura (CI), à Comissão de Assuntos Econômicos (CAE) e à Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle (CMA) -, à Câmara dos Deputados - em especial à Comissão de

Minas e Energia (CME) e à Comissão de Defesa do Consumidor (CDC) -, à 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal (Consumidor e Ordem Econômica) e à Casa Civil da Presidência da República, sem prejuízo da proposta de encaminhamento sugerida na instrução anterior (peça 20, p. 37-38).

Eis o Relatório.

PROPOSTA DE DELIBERAÇÃO

Em apreciação, Relatório Sistêmico de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (Fisc-Energia Elétrica), inserido no contexto da série de levantamentos que esta Corte de Contas tem desenvolvido em áreas como educação, saúde, cultura e tecnologia da informação, e tendo por fim precípua contribuir para a evolução dos serviços públicos ofertados pelo Estado Brasileiro. Por intermédio dos Fiscs, são efetuadas análises de caráter sistêmico, buscando identificar fragilidades na alocação de recursos ou na execução de políticas públicas, de modo a colaborar, de maneira efetiva e imparcial, com a melhoria da governança no setor público.

O presente trabalho foi desenvolvido pelas então Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação de Energia e Comunicações (SefidEnergia) e Secretaria de Fiscalização de Obras de Energia e Aeroportos (SecobEnergia), e foi posteriormente complementado pela Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica), unidade esta que atualmente congrega de maneira unificada os temas afetos ao setor elétrico dentro do TCU.

As percepções erigidas a partir deste trabalho destinam-se ao Congresso Nacional, aos gestores responsáveis pelas políticas energéticas e ao próprio TCU, como referência retrospectiva e prospectiva para sopesar a evolução, o impacto e a efetividade de suas atividades fiscalizatórias sobre o referido setor. Em última e especial análise, almeja-se oferecer à sociedade brasileira uma visão panorâmica e qualificada da situação desta importante área de infraestrutura, como forma de incrementar a transparência das atividades do setor público e viabilizar o controle cidadão sobre as decisões governamentais.

Vencida essa breve contextualização, passo a dissertar sobre as principais constatações pontuadas nos autos, seguindo, no que for cabível, a estrutura de capítulos que compõe os relatórios precedentes. Consigno, por oportuno, que as conclusões aqui narradas não se referem tão somente a fiscalizações empreendidas no ano de 2014, mas decorrem de um contexto de mais de quinze anos de ações de controle, executadas indistintamente sob os prismas da continuidade do serviço, da qualidade da oferta de energia e da modicidade das tarifas praticadas. Isso porque, independentemente dos louváveis objetivos pelos quais os **Fiscs** foram delineados dentro desta Corte de Contas, especificamente em se tratando do setor elétrico, uma esmerada avaliação do segmento não poderia ser intuída sem ampliar o escopo usual dos relatórios sistêmicos. E, diante do cenário que o setor de energia elétrica vivencia, esta fiscalização não poderia vir em momento mais especial e oportuno.

Para uma plena compreensão dos temas abordados doravante, considero recomendável iniciar o tema discorrendo, sucintamente, sobre os agentes que atuam no setor elétrico, apresentando também algumas características básicas sobre a matriz de geração de energia elétrica do país.

Em linhas gerais, a indústria de energia elétrica brasileira é composta por unidades geradoras, por linhas de transmissão e por redes de distribuição de energia, compondo a chamada “indústria de rede”. Em razão da plena interconexão de todos os sistemas físicos (geração, transmissão e distribuição) e da impossibilidade de armazenamento de energia elétrica (ao menos de forma economicamente viável), é necessário o constante equilíbrio entre oferta e demanda.

Nos anos 90, fruto da desestatização da indústria elétrica brasileira, os segmentos de geração, transporte e comercialização de energia passaram a ser separados. A partir de então, o setor passou a conjugar a atuação de administradores e operadores distintos, sob regime de livre concorrência, e em equilíbrio institucional entre Governo (agentes públicos) e entidades privadas.

Em termos organizacionais, os principais agentes governamentais envolvidos na gestão do setor elétrico são o Ministério de Minas e Energia (MME), o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), cada um deles atuando segundo as atribuições bem delineadas no acervo instrutivo prévio.

Adentrando os agentes privados que atuam na indústria de energia elétrica brasileira, percebe-se que os mesmos dividem-se em geradores, transportadores e comercializadores de energia.

As entidades geradoras representam o segmento da indústria responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição), para que chegue aos consumidores. No Brasil, este segmento é amplamente pulverizado, contando, segundo dados da Aneel, com mais de 3.300 empreendimentos.

Atuando após as geradoras, as empresas transportadoras, subdivididas em transmissoras e distribuidoras, têm a função de conduzir energia elétrica até os usuários finais.

O segmento de transmissão é aquele encarregado de transportar grandes quantidades de energia provenientes das geradoras, interligando as usinas aos grandes consumidores ou, mais comumente, às empresas distribuidoras regionais. De acordo com o ONS, esse segmento possui mais de cem agentes, operando mais de 100 mil quilômetros de linhas de transmissão espalhadas pelo país, em tensões elétricas superiores a 230 mil Volts (230 kV).

O segmento de distribuição, por sua vez, recebe a energia do sistema de transmissão e a distribui, em tensões menores e de forma pulverizada, aos consumidores médios e pequenos. No Brasil, esse segmento é composto por 63 concessionárias, as quais operam, excepcionalmente, linhas de transmissão de menor tensão, mas gerenciam principalmente as redes de média e baixa tensão,

como aquelas instaladas nas ruas e avenidas das grandes cidades. É a empresa distribuidora quem faz com que a energia elétrica chegue às residências e pequenos comércios e indústrias.

Finalmente, as empresas de comercialização desempenham papel no contexto econômico e institucional, sem se imiscuir necessariamente no processo físico de produção e transporte da energia. Tais empresas foram idealizadas para exercer função importante no desenvolvimento da cogeração, garantindo mercados para excedentes de produção, por meio da intermediação de contratos de compra e venda entre usinas geradoras e consumidores livres.

Impende mencionar, de arremate, que, juntamente com as entidades não-estatais que atuam na indústria, também coexistem as empresas do Grupo Eletrobras, que consubstanciam o agente operacional do Governo Federal na implementação das políticas públicas almejadas para o setor.

- III -

De acordo com o ONS, em 2014, mais de 98% de toda a energia elétrica gerada no país foi distribuída por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), atingido os centros de consumo das diferentes regiões do país. Atualmente, o referido sistema congloba a imensa maioria dos segmentos de produção e transporte de energia elétrica do Brasil, com ampla segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição. Apenas uma diminuta parcela da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

Em termos de diversificação da matriz elétrica, o parque de geração do Brasil conta uma imensa predominância de fontes hidrotérmicas, com prevalência de geração hidrelétrica. A título de ilustração, em 2014, a produção das hidrelétricas respondeu por mais de 76% da energia inserida no SIN, conforme dados consolidados pelo ONS (http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx).

O funcionamento do parque de geração prevê a operação ininterrupta de energia hidráulica, termonuclear (usinas nucleares de Angra I e II) e térmica a carvão e gás natural (que possuem reduzidos custos de operação). Tais parques compõem a chamada geração de “base” do sistema. Em períodos de hidrologia favorável, espera-se que a energia de base atenda plenamente à demanda.

Juntamente à geração de base, encontram-se disponíveis para acionamento, ou “despacho”, os geradores termelétricos a óleo diesel e óleo combustível, que apresentam custos operacionais mais elevados, mas integram o sistema para garantir suprimento em anos de hidrologia desfavorável. Esta “energia de segurança”, de custo mais elevado, foi idealizada para ser acionada, precipuamente, quando o nível dos reservatórios estiver abaixo dos patamares ótimos de operação.

Complementando a matriz de geração, conta-se ainda com a denominada “energia de reserva”, composta basicamente por geradores eólicos e térmicos a biomassa. As usinas eólicas apresentam baixo custo de operação, mas dependem da existência de ventos e, por conseguinte, não podem ser considerados para fins de geração contínua. De modo análogo, as térmicas a biomassa têm

maior custo de produção, mas dependem do volume da safra agrícola, igualmente não podendo ser computadas para a geração de base.

Em suma, relativamente à operação do parque gerador, o setor elétrico brasileiro emprega uma metodologia de despacho centralizado, a cargo do ONS, valendo-se primordialmente de usinas hidrelétricas em funcionamento permanente e em conjunto com termelétricas de baixo custo (gás natural, carvão mineral e nuclear). Com vistas a viabilizar o atendimento à demanda com segurança, coexistem ainda as energias de segurança (térmicas a diesel e óleo combustível) e as energias de reserva, que igualmente são empregadas para garantir o nível ótimo de água nos reservatórios, ou seja, para poupar energia potencial em períodos de hidrologia ruim.

Com relação à transmissão, o modelo brasileiro prevê a interligação de unidades geradoras dentro do SIN, viabilizando a transferência da energia gerada entre as diferentes regiões do país. Esse arquétipo busca conferir confiabilidade e robustez ao sistema, possibilitando mitigar os efeitos da sazonalidade dos regimes pluviais em determinadas regiões, bem como compensar eventuais déficits de produção em face de grandes demandas regionais por carga.

Vencida a geração e o transporte, o modelo prevê, por fim, a atuação das distribuidoras, responsáveis por garantir a entrega da energia gerada aos consumidores finais, por meio de suas malhas de ampla capilaridade. De acordo com os números oficiais, o grau de universalização do fornecimento de energia elétrica no país já era, em set/2012, de 99,5%. A despeito desse percentual, estima-se ainda existirem em torno de 287.000 domicílios a serem conectados à rede elétrica, a maior parte deles localizados em regiões isoladas da Amazônia.

Com essa estrutura produtiva, a indústria de energia elétrica brasileira atua com uma intrincada correlação de um grande número de agentes, convivendo sob constante planejamento e operação de agentes governamentais. Considerando que toda a energia produzida deve ser consumida instantaneamente, este sistema, ainda que concebido de forma lógica e objetiva, lida com parâmetros sensíveis e de alta complexidade, ponderados de modo a evitar os mais ínfimos desequilíbrios, sob pena de incorrer em desligamentos indesejados e cascadeados, os denominados “apagões”.

- IV -

A Lei 12.593/2012, que trata do Plano Plurianual (PPA) 2012-2015, estipula para o setor elétrico a intensificação de investimentos em infraestrutura, com vistas a superar gargalos do setor produtivo e melhorar as condições de vida da população. Por intermédio de políticas setoriais, almeja “promover a segurança do suprimento de energia elétrica, a modicidade tarifária e a universalização do acesso, conciliando as necessidades de expansão do sistema à proteção ao meio ambiente e às oportunidades de desenvolvimento regional”. Adicionalmente, o PPA prevê o acréscimo da capacidade instalada de geração e a expansão do sistema de transmissão de energia elétrica.

Para a consecução dos objetivos planejados, o setor elétrico emprega investimentos públicos, oriundos de fontes orçamentárias e extraorçamentárias, e privados, aplicados diretamente pelos

agentes dentro do regime de outorga. Conforme exposto pela unidade técnica, os números movimentados pelas empresas operadoras conferem a adequada dimensão do setor elétrico; apenas em 2013, foram faturados aproximadamente R\$ 139 bilhões, considerando a tarifa média de energia e o total gerado no período.

Do ponto de vista dos desembolsos públicos, o orçamento federal arrola os gastos com o setor de energia na “Função Energia” (Função 25), agregando as despesas orçamentárias na área. De acordo com a Lei 12.952/2014 (Lei Orçamentária Anual 2014), as despesas com o setor elétrico somaram R\$ 10,97 bilhões (0,44% do Orçamento Federal do ano), dos quais R\$ 9,72 bilhões correspondem ao orçamento de investimentos das empresas do Grupo Eletrobras.

Muito embora as cifras orçamentárias somem quantias vultosas, o financiamento dos gastos públicos no setor elétrico advém, primordialmente, de fontes extraorçamentárias, em especial da arrecadação dos encargos setoriais integrantes da tarifa paga pelos consumidores. Essas receitas são destinadas a fundos específicos, geridos pelo Grupo Eletrobras: Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Reserva Global de Reversão (RGR) e Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC).

No ano de 2014, os três fundos supracitados desembolsaram valores de R\$ 20,14 bilhões. Merece relevo, nessa monta, os R\$ 12,53 bilhões aplicados pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), destinada a promover o desenvolvimento energético dos estados, por meio da universalização de serviços, da subvenção de consumidores de baixa renda e da expansão da malha de gás natural.

Sobre esse ponto, impende mencionar que, inobstante a principal fonte de recursos para financiar gastos públicos no setor elétrico ser extraorçamentária, nos últimos anos, o Tesouro Nacional realizou transferências de crédito à CDE, aumentando a dependência do setor com o orçamento fiscal. Em 2013, os aportes diretos do Tesouro somaram R\$ 14,4 bilhões e, em 2014, R\$ 9,2 bilhões (<http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMIS1C20E00EPTBRIE.htm>). Recentemente, fruto da política de ajustes fiscais, o Governo Federal anunciou que não aportará recursos em 2015, o que impulsionou o aumento das tarifas de energia elétrica praticadas no país. Esse tema, visitado por esta Corte de Contas em fiscalização específica, será mais bem explicitado adiante.

- V -

A partir dos Relatórios Anuais de Avaliação do PPA 2012-2015, o presente trabalho buscou arrolar o progresso de cada objetivo do Governo Federal contido no PPA para o setor elétrico, pontuando que alguns provavelmente não serão alcançados até o final de 2015.

De todos os objetivos analisados pela área técnica, os relacionados à ampliação do parque de geração são os que causam maior preocupação. Segundo dados do PPA, o Governo Federal almeja adicionar ao setor elétrico, até o final deste ano, 24.739 MW de capacidade instalada de geração. A despeito dessa meta, até 31/12/2013, apenas 9.367 MW haviam sido agregados à matriz de geração, o que indicava um avanço de 38% dos objetivos almejados.

É fato que, em 2014, dois grandes empreendimentos de geração do complexo do Rio Madeira (UHE Jirau e UHE Santo Antônio) aduziram quantidades relevantes de energia para o parque nacional. Todavia, ainda que o indicador de incremento da capacidade instalada apresente melhoras, não se pode olvidar que o sistema elétrico opera em uma cadeia amplamente intrincada entre geração e transporte. E justamente no tocante à ampliação da geração e da transmissão que o TCU constatou a existência de atrasos sistêmicos na conclusão dos empreendimentos, a comprometer a segurança do abastecimento e a modicidade das tarifas. Este tema, juntamente com outros, será abordado alhures.

No que concerne à modicidade tarifária, nos últimos anos, o Governo Federal interviu diretamente sobre os preços oferecidos aos consumidores finais, por meio de uma política de redução de encargos e subvenções operacionalizada por aportes diretos do Tesouro Nacional. A Medida Provisória (MP) 579/2012, posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, provocou uma redução nas tarifas de energia praticadas no país. Contudo, os preços em 2015 já foram reajustados para patamares superiores aos praticados em 2012. Também este assunto, de grande relevância para a atual conjuntura do setor elétrico, será discutido de forma minudente em outro ponto deste pronunciamento.

Por fim, é sabido que os preços finais oferecidos aos usuários flutuam ao longo do tempo, em função da maior ou menor participação de fontes térmicas de alto custo na matriz de geração. Todavia, ao se avaliar os números descortinados pela SeinfraElétrica neste trabalho, percebe-se que as parcelas tributárias (entre tributos e encargos setoriais) respondem por elevado percentual das tarifas de fornecimento, atingindo, em valores médios, quase 40% dos custos repassados aos usuários.

E, nesse cenário, o ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços responde por mais de 30% da conta de luz dos usuários. Essa desproporcionalidade foi identificada em auditoria deste Tribunal (TC-011.223/2014-6), apreciada no Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário. Como pontuado naquele aresto, enquanto o custo da energia produzida e transportada no país foi de R\$ 92 bilhões, o ICMS atingiu R\$ 44 bilhões, evidenciando que a estrutura tarifária vigente sofre peso aparentemente desproporcional deste imposto.

- VI -

Superados os prolegômenos eminentemente descritivos sobre a concepção da indústria de energia elétrica, a evolução dos investimentos e o acompanhamento dos objetivos governamentais, passo a abordar, doravante, algumas das ações de controle do TCU efetivadas nos últimos anos.

Impende proclamar, de plano, que há quase duas décadas, uma das principais frentes de atuação desta Corte de Contas no setor elétrico tem sido a fiscalização dos processos de outorga para a prestação de serviços públicos, disciplinados pela Instrução Normativa-TCU 27/1998. Seja nas outorgas de geração, de transmissão ou de distribuição, as vultosas cifras envolvidas sempre indicaram que a correta precificação desses investimentos é relevante e interfere, diretamente, nas tarifas.

Como indigitado nas instruções transcritas ao relatório precedente, por meio de análises diligentes e preventivas, o TCU tem tido sucesso em detectar inconsistências nos preços de materiais e de

equipamentos cotados nos leilões, corrigindo tempestivamente distorções que poderiam onerar, desnecessariamente, os custos suportados pelos consumidores nas tarifas de energia. Cito, a título meramente exemplificativo, os acórdãos 1.319/2013, 3.017/2013, 3.640/2013 e 1.163/2014, do Plenário, que identificaram oportunidades de reformulação dos preços considerados nos leilões e impulsionaram consideráveis diminuições nos custos estimados de investimento.

Ainda que este nicho de atuação preventiva tenha conseguido inegáveis resultados, várias outras fiscalizações desta Corte lograram êxito em mapear fragilidades estruturais que permitem erigir, na atual conjuntura, um diagnóstico abrangente do setor elétrico nacional. Assim, sem olvidar as valorosas contribuições que as fiscalizações dos processos de outorga já perpetraram, serão destacados, a seguir, pontos atrelados a (a) problemas estruturais do setor elétrico; (b) atrasos na implantação de novos empreendimentos; e (c) indefinição de parâmetros para o vencimento das concessões.

Como pretendo expor, o atual momento do setor elétrico, com aumentos tarifários, instabilidades entre os agentes do mercado e, até mesmo, desligamentos regionais indesejados, guarda estreita relação com constatações pretéritas desta Corte que identificaram, em diferentes momentos, deficiências na atuação governamental, a degradar a segurança e eficiência energética do setor.

* *

VI.1 – Problemas estruturais do Setor Elétrico

VI.1.1 – Superavaliação das garantias físicas

Um dos principais problemas estruturais já identificados pelo TCU no setor elétrico refere-se à superavaliação das garantias físicas das unidades geradoras.

O modelo adotado pelo Brasil desde a desestatização do setor elétrico ocorrida em 1995 (Lei 9.074/1995) estipula a necessidade de leilões para a outorga de novos parques geradores. De acordo com a legislação, visando a aumentar a oferta de energia às unidades distribuidoras, o Governo Federal realiza “leilões de energia nova” e, após a conclusão do procedimento licitatório, emite um certificado de energia assegurada à usina, correspondente à garantia física de geração. Este certificado equivale, então, à parcela de energia passível de ser vendida pelo gerador no ambiente regulado, devendo ser proporcional à sua capacidade de geração dentro do sistema. A cada leilão de energia nova, novas garantias físicas são adicionadas ao sistema, significando, em outras palavras, maior quantidade potencial de geração da matriz energética. A quantidade máxima de energia que as usinas geradoras podem comercializar é a sua garantia física.

Quando da desestatização do setor elétrico, uma série de usinas geradoras já estava construída e se encontrava em pleno funcionamento. Naquele momento, para tais unidades já existentes, o Governo Federal de igual modo distribuiu certificados de energia assegurada, levando em consideração o volume de energia que aquela usina potencialmente teria capacidade de garantir para o sistema (garantia física).

Todavia, por meio de fiscalização desenvolvida no âmbito do TC-012.949/2013-2, o TCU constatou a possibilidade de um desequilíbrio estrutural, porquanto foi constatada clara superavaliação das garantias físicas das usinas de geração. Tal problema, como pontuado na auditoria, decorre precipuamente da desatualização dos certificados emitidos pelo MME às unidades antigas.

Naqueles autos, registrou-se que, muito embora o conjunto das usinas tenha tido o cálculo de sua garantia física efetuado em datas e critérios diferentes, até hoje, nenhuma revisão nos certificados de energia assegurada foi realizada. E isso é válido mesmo para usinas hidrelétricas com mais de trinta anos de operação, a exemplo da UHE Tucuruí, UHE Paulo Afonso, UHE Três Marias e UHE Itaipu, as quais são consideradas, no sistema, como se possuíssem a mesma possibilidade de fornecimento de energia que apresentavam quando de sua inauguração.

A aferição dos parâmetros reais dessas usinas demandaria uma reavaliação, no mínimo, do rendimento das máquinas, da batimetria do reservatório, das séries históricas de vazões, do impacto dos projetos de irrigação, do assoreamento e das afluições fluviais; contudo, até hoje, nenhum certificado de energia assegurada foi revisado.

Seja em razão da obsolescência dos equipamentos (perda de eficiência das turbinas) ou pela alteração da vazão das bacias hidrográficas, é esperado que usinas hidrelétricas modifiquem seu padrão de operação ao longo do tempo. Isso porque, uma vez diminuída a vazão de projeto de determinada usina, menor será sua capacidade de geração; de modo semelhante, quanto menor a eficiência do equipamento, mais água será demandada para gerar a mesma quantidade de energia. Por quaisquer motivos, tem-se uma capacidade de geração inferior à verificada na inauguração do usina.

O resultado desse desajuste entre os parâmetros reais e os idealizados originariamente é que tais usinas esgotam seus reservatórios em velocidade bem superior a que espera o ONS, o que significa menor quantidade de energia armazenada e maior consumo de água na geração. Este cenário, além de infirmar a credibilidade do sistema possivelmente turba o planejamento futuro, podendo comprometer o abastecimento de água dos reservatórios a jusante e a montante de tais usinas.

Outra consequência desse desarranjo reflete diretamente na modicidade dos preços. Como a remuneração das usinas é feita com base em sua garantia física, não estando esta aderente à real capacidade de geração, os consumidores finais são obrigados a desembolsar valores, via tarifa, para compensar as energias de reserva adquiridas para manter o grau de segurança idealizado para o setor.

Indício claro de que as garantias físicas do sistema elétrico encontram-se superavaliadas é a institucionalização de leilões de energia de reserva. A partir de 2008, foi concebida a injeção de energias de reserva, com o objetivo de aumentar a quantidade de energia no ambiente regulado.

Desde então, foram leiloados mais de 3.500 MW de energia de reserva, com fontes eólicas e a biomassa. Esse montante de energia tem sido indistintamente somado pelas distribuidoras aos volumes já contratados no mercado cativo que, em tese, deveriam ser capazes de atender toda a carga com uma pequena sobra. Contudo, não sendo suficiente suprir toda a demanda apenas com a geração de base, as energias de reserva têm sido indispensável adição aos contratos do ambiente regulado.

É fato que a revisão dos certificados de energia assegurada não é tarefa de simples consecução, especialmente porque, no atual modelo regulatório, as concessionárias de geração são remuneradas com base em sua garantia física. Acaso tais garantias sejam revistas para baixo, alinhando os valores antigos à atual capacidade de geração, as quantias faturadas pelas empresas geradoras serão reduzidas. E isso certamente desestimula qualquer iniciativa das usinas de provocar os órgãos governamentais no sentido de atualizar os certificados de energia vigentes, de modo a torná-los mais fidedignos à realidade, a prejuízo da credibilidade do sistema.

Diante de tudo isso, ao apreciar a matéria, na relatoria do eminente Ministro Augusto Sherman, o TCU emitiu determinação ao MME para que apresente um plano de ação com o fim de promover a revisão ordinária das garantias físicas das usinas integrantes do sistema elétrico brasileiro (Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário).

VI.1.2 – Falta de medidas para a repotenciação ou modernização das usinas geradoras

Além dos problemas relacionados à garantia física das unidades geradoras, outro ponto visitado pelo TCU em suas fiscalizações que igualmente compromete a segurança energética do setor elétrico é a ausência de ações para se promover a repotenciação/modernização das usinas.

Como grande parte do parque hidrelétrico do país possui mais de vinte anos de operação, a repotenciação de tais usinas implicaria o emprego de equipamentos mais eficientes e significaria uma alternativa para o aumento da oferta de energia no Brasil. Na avaliação de alguns especialistas, esse ganho poderia agregar até 8.000 MW à geração atual de energia (cerca de 10% do potencial instalado).

Em 2008, o TCU imergiu nesse tema pela primeira vez (TC-021.247/2008-5) e constatou, naquela ocasião, que não existiam quaisquer levantamentos sobre a quantidade de usinas/máquinas passíveis de serem modernizadas, ou sobre o ganho de potência associado e o investimento necessário.

Além disso, observou-se que o cabedal regulatório vigente não estimula as concessionárias a modernizarem seus equipamentos, especialmente porque, conforme preconizado no atual modelo, os concessionários não são remunerados pela energia efetivamente gerada, mas sim pela sua garantia física. E esta é determinada por ocasião da concessão do aproveitamento hidrelétrico e não vem sendo objeto de revisões que reflitam a real eficiência do equipamento gerador.

Como consequência, perde-se a oportunidade de um melhor aproveitamento do potencial hídrico. Por essa razão, na apreciação da matéria, também na relatoria do eminente Ministro Augusto Sherman, o TCU expediu recomendações ao MME e à EPE, para que quantificassem os custos e benefícios das ações de repotenciação de hidrelétricas existentes (Acórdão 1.196/2010-TCU-Plenário). Em 2013, quando do monitoramento do citado julgado, verificou-se que tais recomendações não haviam sido cumpridas ou implementadas (Acórdão 1.126/2013-TCU-Plenário).

Em 2014, após revisitar a matéria e constatar que a situação não foi modificada e que nenhuma medida concreta havia sido adotada pelo Governo Federal, foi expedida determinação ao MME,

demandando a entrega de estudos que sopesem a possibilidade e as vantagens da repotenciação das usinas geradoras existentes (Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário).

VI.1.3 – Elevado índice de perdas no sistema

Outro problema estrutural que compromete a segurança energética do setor elétrico é o elevado índice de perdas de energia evidenciadas no sistema. Anualmente, as transportadoras de energia (transmissoras e distribuidoras) registram elevadas perdas, tanto técnicas, quanto comerciais. As perdas técnicas são aquelas relacionadas ao processo de transporte, no qual parcela da energia é inevitavelmente dissipada com o calor. Por seu turno, as perdas comerciais correspondem ao grande desafio das empresas, por decorrerem de furtos, fraudes e problemas de medição e faturamento.

Obviamente, de acordo com o nível de perdas do sistema, o patamar tarifário conduzido aos usuários é alterado, ante a necessidade de se efetuar novos investimentos para compensar a parcela de energia que é produzida (gerada, transmitida e distribuída), mas não é remunerada.

Em 2007, auditoria desta Corte de Contas (TC-025.619/2007-2) constatou que o sistema elétrico brasileiro convivia, em 2003, com perdas da ordem de 15% de toda a energia gerada; em 2007, esse percentual atingiu 20%. Na mesma ocasião, registrou-se que o modelo regulatório não incentiva as distribuidoras a adotar melhorias de eficiência, por meio de metas de manutenção regular visando a modernização das redes. Nessa linha, por meio do Acórdão 2.211/2008-TCU-Plenário, da relatoria do ilustre ministro Benjamin Zymler, o TCU exarou uma série de recomendações à Aneel, com vistas à implementação de incentivos regulatórios à diminuição das perdas.

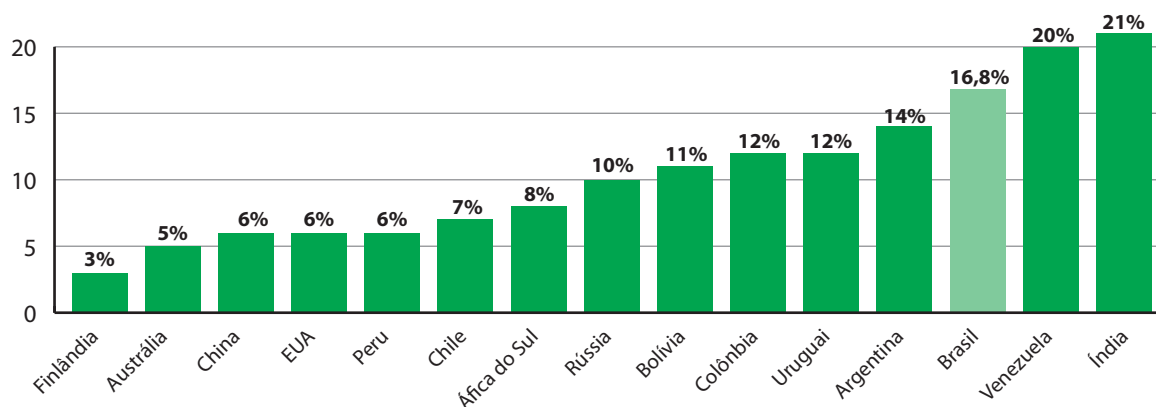
Em outra ocasião, em 2012, nova fiscalização foi empreendida (TC-003.626/2012-1). Os dados analisados naquela ocasião mostraram que a perda total no país havia apresentado melhoras, mas ainda se mantinha em patamares elevados, em torno de 16,5%. Ademais, demonstrou-se que algumas das malhas de distribuição do país apresentavam perdas de até 39% da energia distribuída, a exemplo do Sistema Manaus; constatou-se, também, que alguns dos piores índices de eficiência na distribuição de energia correspondiam justamente a empresas do Grupo Eletrobras.

Nessa seara, considerando que mesmo após a série de recomendações os percentuais de perdas ainda se situavam em patamares elevados, foi prolatado o Acórdão 336/2014-TCU-Plenário, na lavra do insigne ministro Raimundo Carreiro, determinando ao Grupo Eletrobras que apresentasse um plano de ação para incrementar a eficiência na distribuição de energia de suas empresas.

Não obstante todas as ações de controle efetivadas pelo TCU, segundo dados do Banco Mundial, em 2011, as perdas totais do setor elétrico brasileiro nos segmentos de transmissão e distribuição chegavam a quase 17% da energia injetada no sistema. Esse percentual significa que, naquele ano, a energia equivalente a toda a usina hidrelétrica de Itaipu (incluindo a parcela brasileira e a paraguaia), foi gerada, mas, ou foi dissipada no transporte, ou não foi paga por quem de fato consumiu, em função de furtos e outras fraudes.

Este indicador infelizmente coloca o Brasil atrás de seus vizinhos da América do Sul, como Chile, Uruguai, Colômbia, Paraguai, Peru, Bolívia e Argentina, bem como ilustra que, mesmo dentre países de dimensão continental e igualmente emergentes, como os BRICS, o nível de perdas elétricas nacional é pior que o identificado na China, na Rússia e na África do Sul.

Figura 11 – Perdas na transmissão e na distribuição de energia



VI.1.4 – Construção de usinas hidrelétricas exclusivamente a fio d'água

Mais uma questão estrutural a abalar a segurança energética do setor elétrico brasileiro é a decisão política de não mais se construir usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização.

Como já salientado, a maior parte da energia elétrica gerada no país decorre do emprego de fontes hídricas e, ciente desse cenário, o modelo atual do setor elétrico foi concebido para contar com tais geradoras em situação ininterrupta de operação (na base), especialmente em razão dos baixos custos de produção. À luz do grande potencial hidráulico que o Brasil ainda pode explorar, o Governo Federal planeja inserir no parque de geração, até 2020, cerca de 20.000 MW de capacidade instalada hidrelétrica, segundo dados do Plano Decenal de Expansão de Energia.

Entrementes, sob a justificativa de restrições ambientais, complexos geradores com grandes reservatórios aquíferos não mais vêm sendo inventariados, indicando que apenas usinas a fio d'água deverão ser leiloadas nesse horizonte, a espelho das três grandes hidrelétricas recentemente outorgadas (Jirau, Santo Antônio e Belo Monte). Usinas a fio d'água geram energia a partir do fluxo natural do rio, sem grandes quedas (a fio d'água) e sem contar com grandes reservatórios.

A consequência imediata que esse tipo de usina aduz ao setor é a redução, em termos proporcionais, da quantidade de energia armazenada no sistema integrado. Como expliquei anteriormente, o sistema elétrico foi idealizado para utilizar fontes hidrelétricas para geração, a serem complementadas por outras (especialmente térmicas), de modo a se manter um nível ótimo nos reservatórios. Em períodos de baixa afluência hídrica, é esperado que o nível dos reservatórios seja reduzido e uma maior quantidade de energia termelétrica seja acionada; de maneira adversa, nos períodos de hidrologia favorável (cheias), almeja-se que a geração de base seja suficiente para suprir a demanda de energia, sem o despacho de termelétricas de alto custo operativo.

Nessa senda, os grandes reservatórios funcionam como um depósito de energia potencial, dado que a água armazenada serve como meio de mitigação das sazonalidades hídricas. Por disporem de um grande volume de água estocada, mesmo em períodos de seca, hidrelétricas com reservatórios conseguem produzir a mesma quantidade de energia que gerariam em períodos de cheia.

A construção de usinas a fio d'água, por seu turno, não permite esse tipo de segurança. Consoante apontam os números do ONS, considerando as características da bacia amazônica, as usinas do rio Madeira podem gerar, nos períodos de seca, até 30% a menos do que produzem nas cheias, relevando o grau de volatilidade que tais empreendimentos possuem ao longo das estações chuvosas.

Em fiscalização empreendida nos autos do TC-012.949/2013-2, o TCU registrou que, até 2017, a matriz energética brasileira deverá se expandir na fonte hidráulica em 17.974 MW, sendo que, desta monta, 96% estará baseada em usinas a fio d'água. Nesse cenário, enquanto, em 2001, a relação entre a energia armazenada e a carga de energia era de 6,22 vezes no Brasil, em 2021, a se confirmar a projeção do Plano Decenal de Expansão de Energia, essa proporção será de 3,35 vezes.

Para mitigar essa dependência das fluências pluviométricas, a alternativa adotada pelo Governo Federal tem sido construir, conjuntamente com tais hidrelétricas, usinas térmicas a combustíveis fósseis (mais poluentes e custosos), de modo a garantir estabilidade ao longo do ano.

Daí decorre uma aparente contradição que ainda não foi enfrentada, objetivamente, pelos agentes estatais: os grandes reservatórios não mais poderão ser construídos em razão de restrições ambientais; contudo, a necessidade de se erigir usinas térmicas em complemento às UHE a fio d'água, além de elevar os custos de geração, incute impactos ao meio-ambiente que não são sopesados quando da delimitação das políticas de expansão do setor.

Essa antinomia foi debatida por esta Corte em 2014, culminando na prolação do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, da relatoria do nobre ministro Augusto Sherman, de quem transcrevo excerto que explicita, com clareza primorosa, o tema:

Ora, parece-me bastante claro que hidrelétricas a fio d'água, se tomadas individualmente, produzem menor impacto ambiental que suas correspondentes com reservatório. Entretanto, parece-me também correto afirmar que as hidrelétricas a fio d'água não conseguem manter sua capacidade de geração estável durante o ano. Por essa razão, a utilização de usinas a fio d'água no sistema gerador demanda a disponibilidade adicional de geradoras de energia complementares, que podem ser tanto outras hidrelétricas quanto térmicas, que também produzirão impactos ambientais adicionais, os quais, quando considerado todo o sistema gerador, podem vir a produzir impactos ambientais ainda maiores que as correspondentes hidrelétricas com reservatório.

Fruto do supracitado *decisum*, o Plenário do TCU expediu determinação ao MME e ao Instituto Brasileiro de Meio Ambiente (Ibama), para que apresentassem plano de trabalho conjunto, incluindo, se fosse o caso, a realização de audiências/consultas públicas, para identificar claramente os custos e benefícios econômicos e socioambientais da utilização de usinas hidrelétricas a fio d'água.

A decisão política de se construir usinas sem grandes reservatórios, além de encarecer o custo da energia paga pelos usuários e não estar sendo debatida de forma transparente com a sociedade brasileira no tocante aos impactos ambientais, também pode estar comprometendo a segurança do parque de geração. A diminuição da quantidade de energia armazenada implica maior dependência à abundante fluência pluvial e maior exposição a instabilidades sazonais.

* *

VI.2 – Atrasos sistêmicos e descompassos na conclusão dos novos empreendimentos

À medida que a demanda por energia aumenta, novos empreendimentos são projetados para suprir esse incremento de carga ao longo dos anos. Para que o sistema funcione na forma em que foi planejado, é necessário que a expansão da oferta ocorra dentro dos prazos estimados, de modo que a carga (demanda) sempre esteja alinhada ao volume de energia gerado e transportado (oferta). Falhas na definição dos prazos ou o não cumprimento dos cronogramas representam, num primeiro momento, um aumento dos custos suportados pelos usuários, dado que uma maior quantidade de energia cara (térmica de alto custo operativo) será despachada; e, num plano mais extremo, não sendo possível suprir toda a demanda por energia, a própria segurança energética do setor pode vir a ser comprometida, em razão de déficits regionais de suprimento.

Com o objetivo de avaliar o cumprimento dos cronogramas de implantação das novas obras e quantificar os impactos de eventuais descompassos na conclusão de construções interdependentes, o TCU empreendeu auditoria sobre o tema (TC-029.387/2013-2). Constatou-se, nesse trabalho, a existência de atrasos significativos e sistêmicos na finalização dos empreendimentos de geração e transmissão de energia. Os resultados conduziram ao Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário.

No segmento de geração, a fiscalização pontuou que, no período de 2005 a 2012, 79% das usinas hidrelétricas não cumpriram o cronograma inicial de entrada em operação e o atraso médio de tais construções girou em torno de oito meses. Nas usinas termelétricas, 75% das obras vivenciaram atrasos, com dilação média de conclusão de onze meses. Analogamente, nas pequenas centrais hidrelétricas (PCH), o percentual foi de 62% e o tempo médio de atraso de quatro meses. A situação mais desfavorável foi a identificada nas usinas eólicas, cujo percentual de empreendimentos atrasados atingiu 88%, com atraso médio de dez meses.

Nos empreendimentos de transmissão, o cenário encontrado foi igualmente desanimador: das obras de linhas de transmissão construídas no mesmo período, 83% apresentaram atrasos, com tempo médio de catorze meses; já nas subestações, 63%, com média de três meses de atraso.

Além dos atrasos individualmente considerados, que por si só já dão azo a consequências perversas, o TCU deparou-se, também, com graves descompassos na entrada em operação dos novos empreendimentos. A partir da análise dos cronogramas de obras interdependentes, a mesma fiscalização identificou uma falta de sincronia significativa entre a construção de linhas de transmissão e subestações, e a conclusão de usinas de geração.

Nesse cenário, estimou-se que, em 2013, um volume significativo de energia deixou de ser entregue ao sistema, ou por atrasos na conclusão de usinas, ou por falta de sistemas de transmissão hábeis a transportar a energia gerada. O custo associado a esse descompasso na conclusão dos empreendimentos foi quantificado em R\$ 8,3 bilhões, que certamente já aduziram ou virão a aduzir impactos tarifários aos usuários. O aludido prejuízo decorre, justamente, da necessidade de serem remuneradas as outorgas de geração e/ou transmissão ainda que não haja produção ou entrega efetiva de energia aos centros de consumo.

Na apreciação da matéria, o TCU expediu determinações ao MME e à Aneel, demandando providências para que as restrições para escoamento da energia decorrentes da falta de sincronia entre obras interconexas sejam mitigadas (Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário).

Independentemente do tema afeto aos atrasos na conclusão dos empreendimentos do setor elétrico ter sido evidenciado com maior robustez em trabalho específico, diversas outras fiscalizações já haviam registrado atrasos nos cronogramas das obras. Cito alguns exemplos: UHE Simplício (TC-011.792/2010-8), atraso de dois anos; UHE Batalha (TC-005.787/2011-4), atraso de dois anos; UHE Passo São João (TC-008.818/2009-9), atraso de três anos; UHE São Domingos (TC-005.689/2011-2), atraso de cinco anos; Linha de Transmissão Ribeiro-Balsas (TC-007.108/2011-7), atraso de um ano; Linha de Transmissão Ouro Preto-Bom Despacho (TC-012.547/2011-5), atraso de três anos; Subestações Extremoz II e João Câmara/RN (TC-007.176/2012-0), atraso superior a um ano.

Além dos casos enunciados, três outras situações merecem, a meu juízo, um destaque especial: Usina termonuclear Angra III, Usina termelétrica Mauá III e Parque Eólico Casa Nova I, todas elas do Grupo Eletrobras. Consoante evidenciado em auditorias específicas, ainda em 2014 tais usinas geradoras já deveriam estar em plena operação; contudo, em razão de vicissitudes na conclusão das obras, nenhuma se encontra operativa. Com isso, cerca de 3.200 MW de geração não estão ainda disponíveis para uso (Acórdãos 2.390/2014, 1.682/2014 e 1.231/2014, todos do Plenário do TCU).

As causas para tais atrasos são as mais variadas, indo desde dificuldades com licenciamentos, desapropriações e negociações fundiárias, até problemas de contingenciamento de recursos públicos. Ainda assim, por quaisquer que tenham sido os motivos pontuais alegados para cada atraso, os trabalhos de fiscalização desta Corte evidenciaram falhas sistêmicas no planejamento e na execução das aludidas obras. E, inobstante as razões arguidas pelos envolvidos, a consequência desses atrasos já tem sido sentida pelos usuários, seja na elevação das tarifas para fazer frente ao despacho de usinas térmicas de alto custo, seja na degradação da própria segurança energética do sistema.

* *

VI.3 – Indefinições relacionadas ao vencimento das concessões antigas

A remate dos problemas diagnosticados em ações de controle pretéritas, abordarei situação que reputo ser uma das mais emblemáticas já constatadas por esta Corte de Contas. Trata-se da questão afeta ao vencimento e renovação das outorgas de energia elétrica.

Em 1995, quando da desestatização do setor, as concessões do setor elétrico outorgadas até aquela data foram prorrogadas por até vinte anos, com base na Lei 9.074/1995. Isso correspondia a 18% da geração, 84% da rede de transmissão e 58% das distribuidoras de energia. Diante dos prazos, os contratos de geração, transmissão e distribuição firmados na égide daquela Lei teriam seus termos finais somente a partir de 2015.

Paralelamente aos contratos de concessão, o Governo Federal começou a organizar leilões de energia, com vistas a permitir a celebração de contratos de compra de energia entre as distribuidoras regionais e as usinas geradoras. Os prazos desses contratos, entretanto, nem sempre seguem os mesmos prazos dos contratos de concessão.

Em 2010, o TCU realizou fiscalização com o objetivo de avaliar as medidas até então planejadas pelo Governo Federal para confrontar o vencimento das concessões e dos contratos de venda de energia que começava a se avizinhar. Naquela ocasião identificou-se que os órgãos responsáveis por planejar a transição das outorgas (MME e Aneel) ainda não haviam sequer definido a estratégia de atuação, conforme pontuado nos Acórdãos 3.012/2011 e 3.149/2012, ambos do Plenário.

Todavia, em 2012, por meio da edição da Medida Provisória (MP) 579/2012, posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, o Governo Federal pôs em prática uma política de renovação antecipada dos contratos de outorga de geração e transmissão. Em troca da prorrogação automática dos contratos então vigentes, os concessionários concordariam em receber uma parcela financeira correspondente à indenização dos ativos não amortizados e anuiriam em receber doravante, pela energia gerada/transportada, uma tarifa definida pela Aneel, correspondente aos custos de manutenção e operação de seus empreendimentos.

O objetivo almejado pelo Governo Federal, à época, era *“viabilizar a redução do custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro, buscando, assim, não apenas promover a modicidade tarifária e a garantia de suprimento de energia elétrica, como também tornar o setor produtivo ainda mais competitivo, contribuindo para o aumento do nível de emprego e renda no Brasil”*, consoante consignado na Exposição de Motivos da MP. Com as alterações trazidas pela referida MP, pretendia-se uma redução na conta de energia da ordem de 20%, em média, para o usuário final.

O meio pelo qual se vislumbrava operacionalizar tal redução era, em suma, retirar da tarifa de energia os custos de amortização dos ativos de geração e transmissão e cortar, substancialmente, os encargos setoriais cobrados (Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Reserva Global de Reversão - RGR, e Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC). Para compensar a redução na arrecadação das tarifas, a MP estatuiu que o Tesouro Nacional aportaria recursos diretamente à CDE.

O primeiro trabalho desenvolvido pelo TCU para avaliar o resultado das medidas de antecipação do vencimento das concessões foi efetuado no TC-001.843/2013-3. Por meio do Acórdão 1.836/2013-TCU-Plenário, foi pontuado que o modelo adotado pela Aneel para a definição da tarifa e das indenizações das concessões abrangidas pela MP 579/2012 não considerava variáveis relevantes, o que poderia dar azo a discrepâncias indesejadas.

Em 2014, nova auditoria foi empreendida, com o fim de avaliar de forma mais detida o impacto da MP 579/2012 na CDE e no sistema elétrico brasileiro (TC-011.223/2014-6). Na auditoria, o TCU verificou que, nada obstante os objetivos da política, uma série de acontecimentos expuseram os equívocos e fragilidades das medidas implementadas pela nova legislação.

Primeiramente, muito embora 100% das concessionárias de transmissão tenham aderido à antecipação da renovação das outorgas, as únicas empresas geradoras que aderiram à proposta do Governo Federal foram as do Grupo Eletrobras. Ante a adesão parcial das geradoras, o desconto de 20% pretendido pela política não seria mais alcançado e passaria a ser de 15%; entretanto, o Governo decidiu aumentar o aporte do Tesouro Nacional à CDE e manter os 20% originalmente pretendidos.

Com a adesão parcial, dos 11,8 GW médios de energia que o Governo Federal pretendia alcançar pela MP, apenas 7,8 GW médios foram renovados. Os 4,0 GW médios restantes prosseguiriam com seus contratos na maneira em que se encontravam. Ocorre que, em dezembro de 2012, um volume significativo dos contratos de energia firmados dentro do mercado cativo (regulado) entre geradoras e distribuidoras regionais expirou, obrigando as concessionárias de distribuição a recorrer ao mercado de curto prazo para conseguir suprir toda a carga de energia demandada pelos consumidores finais.

Paralelamente à “descontratação” de algumas distribuidoras, verificou-se um aumento na demanda por energia no país, impulsionado pela diminuição momentânea da tarifa, que, em decorrência da redução forçada nas tarifas, emitiu um sinal pró-consumo ao mercado. Vale consignar que esse estímulo operou-se num momento em que já se demandava a utilização mais intensiva do parque térmico, ante a diminuição do nível dos reservatórios de água.

Daí surgiu uma consequência indesejada. A partir de meados de 2012, o país começou a vivenciar um período de condições hidrológicas desfavoráveis, com rápido esvaziamento dos reservatórios. Isso obrigou o ONS a despachar praticamente todas as usinas térmicas existentes, provocando uma elevação substancial do preço da energia, no mercado de curto prazo (*spot*). Em março de 2013, por exemplo, o custo da energia no mercado de curto prazo atingiu o teto de R\$ 822/MWh, contra R\$ 100/MWh que eram praticados (em média), no mercado cativo.

Isso gerou uma distorção significativa no setor. Enquanto as distribuidoras tiveram que suportar custos elevados de compra de energia no mercado de curto prazo, em razão da insuficiência de contratos no mercado cativo (descontratação), as geradoras que não aderiram à renovação antecipada lograram lucros superiores a 700% no mercado *spot*. Para se ter uma ideia, os ganhos da Cemig, da Cesp e da Copel, entre janeiro de 2013 e maio de 2014, atingiram R\$ 5,7 bilhões, contra R\$ 436 milhões percebidos pelas mesmas empresas em 2012, antes da MP 579/2012.

Para dar cobertura à exposição involuntária das distribuidoras, que já alcançavam consequências financeiras bilionárias, novos aportes do Tesouro Nacional, via CDE, foram efetivados; adicionalmente, foram contratados empréstimos junto a treze bancos para a cobertura desses déficits. Na auditoria, o TCU calculou que os recursos necessários para fazer frente às vicissitudes

que acometeram o setor atingiram o montante de R\$ 61 bilhões, se somados os valores de 2013 e 2014. Na contramão, a redução na estrutura tarifária atingiu algo em torno de R\$ 33 bilhões, no mesmo período.

Assim, uma das principais conclusões da fiscalização, consignadas no Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário, foi que a redução média de 20% no valor das tarifas deverá ser ultrapassada até o final de 2015, após reajustes e revisões tarifárias, a despeito da injeção direta de recursos dos contribuintes via Tesouro Nacional. Nas palavras do ilustre Ministro José Jorge, apostas ao voto do condutor do referido *decisum*, a MP 579/2012 “foi implementada de forma precipitada, sem que fossem avaliados os efeitos da conjuntura na redução pretendida”.

O deslinde de todo esse contexto começou a ser descortinado em 2015. No início do ano, em face da necessidade de uma política de ajustes fiscais, o Governo Federal noticiou que não mais aportará recursos no setor elétrico. E este anúncio veio acompanhado da inevitável necessidade de se reajustar os preços das tarifas que, em média, já sofreram aumentos de 32%. Alguns setores da economia ainda dão por certo que este reajuste deverá ser novamente majorado ao longo do ano, por meio de outras revisões extraordinárias.

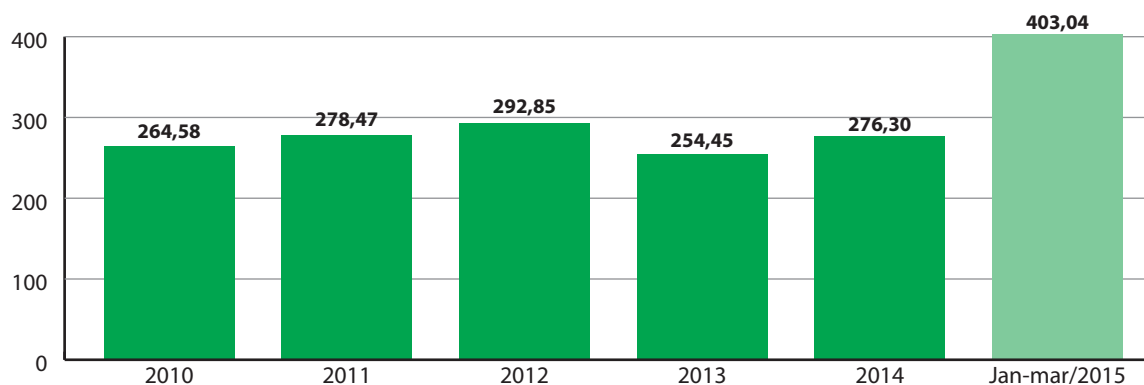
Evidentemente, o cenário que se montava ainda em 2014 já indicava que o setor elétrico estava necessitando urgentemente de aportes de capital; e esses recursos adviriam ou do Tesouro Nacional, ou se operariam por meio de um aumento de tarifas.

Punge anotar que, juntamente com os reajustes já chancelados pela Aneel, também como forma de angariar recursos para corrigir distorções e defasagens percebidas no setor, entrou em operação em 2015 o sistema de bandeiras tarifárias. Destinado a criar degraus atrelados ao custo da geração de energia, o modelo foi fixado originariamente em janeiro/2015, consignando um incremento tarifário, na bandeira vermelha, de R\$ 3,00 por 100kWh de consumo. Em pouco mais de um mês, esse valor sofreu reajuste de 83%, passando a R\$ 5,50 por 100 kWh.

Como não se pode projetar o comportamento da afluência hídrica ao longo do ano, não é possível precisar o *quantum* de incremento que deverá ser suportado pela tarifa final paga pelos usuários em 2015. Todavia, até março/2015, a bandeira vermelha já representou aumento relevante na conta de luz dos brasileiros.

Para melhor visualização da evolução das tarifas, a figura abaixo apresenta uma comparação da tarifa média de fornecimento praticada no país desde 2010. No gráfico, foram trazidas informações registradas pela Aneel em relação ao período 2010-2014. Adicionalmente, lançando mão dos reajustes extraordinários já autorizados (que em média já atingiram 32% no país) e do sistema de bandeiras tarifárias que descrevi acima, quantificou-se uma estimativa da tarifa média entre janeiro e março de 2015, para um consumo de 1,0 MWh de energia [$32\% + (2/3 \times 3,00 + 1/3 \times 5,50) \times 10$].

Figura 12 – Tarifa Média de Fornecimento (R\$/MWh)



Fonte: Aneel

Pois bem. À luz dos fatos, é possível concluir que a pretensão de se reduzir o preço das tarifas de energia, num período de diminuição do nível dos reservatórios e instabilidades na renovação das concessões, não surtiu o efeito desejado. Algumas consequências negativas, não vislumbradas pelo Governo Federal, exurgiram da política em questão: estímulo ao consumo em momento de baixa dos reservatórios hídricos; exposição das concessionárias ao mercado de curto prazo; aumento do déficit público decorrente dos subsídios do Tesouro Nacional à CDE; e comprometimento da capacidade de investimento das empresas do grupo Eletrobras, que perceberam vultosa redução de receitas em suas unidades de geração.

Do cenário que já se descortinou nos primeiros meses de 2015, os ganhos advindos da diminuição forçada de preços ao consumidor parecem já estarem sendo superados pelos aumentos decorrentes do atual “realismo tarifário”. A política de renovação dos contratos de concessão que vigoravam desde 1995 não produziu os resultados esperados para o sistema elétrico. Comungando das ideias expressas nos pareceres precedentes, a edição da MP 579/2012, ainda que tenha proporcionado uma redução inicial e provisória dos preços de energia, aparentemente não se pautou em estudos prévios, transparência e ampla discussão com a sociedade ou os agentes do setor.

Os efeitos da MP ainda não estão integralmente mensurados e os desequilíbrios causados no mercado de energia elétrica são de difícil quantificação. Nada obstante, ainda que a referida política tenha proporcionado uma redução de preços de curto prazo, é inquestionável que sua operacionalização só foi possível por meio de aportes de valores que superaram, significativamente, as economias repassadas aos consumidores.

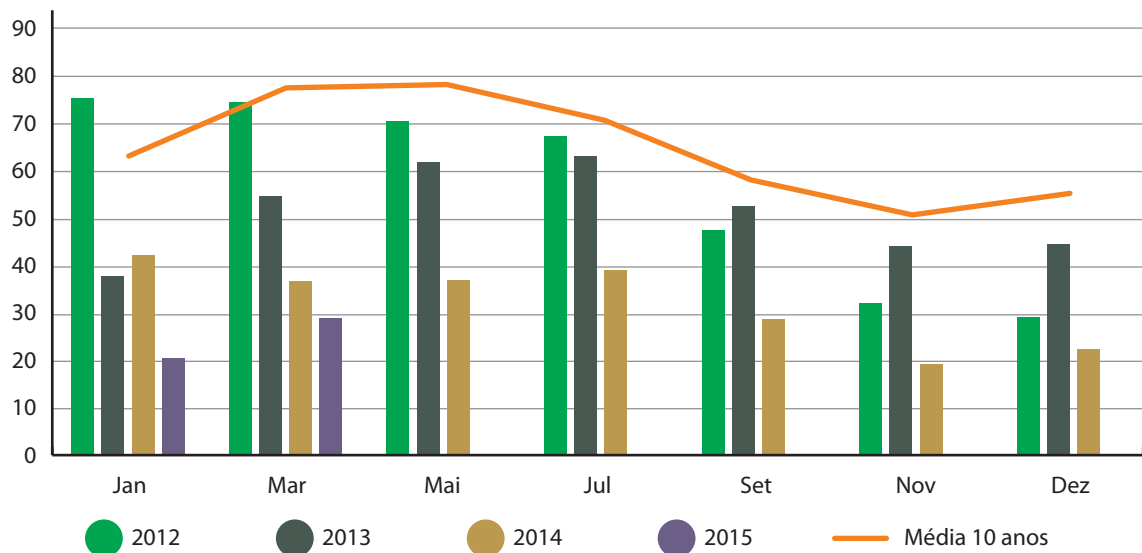
Não se pode olvidar que a questão envolvendo o vencimento das concessões ainda possui algumas indefinições que deverão ser enfrentadas em breve pelo Governo Federal. A título de exemplo, cito as outorgas de distribuição que vencem entre 2015 e 2017 e as concessões de geração das empresas que não aderiram à proposta de antecipação esposada pela MP 579/2012. Diante dessa conjuntura, é de todo oportuno que este Tribunal continue a realizar ações de controle voltadas a avaliar a atuação dos agentes governamentais responsáveis. Não por outro motivo, já tramita nesta Corte o TC-003.379/2015-9, na relatoria do Exmo. Ministro José Múcio Monteiro, destinado a apurar os procedimentos que serão adotados no tocante ao vencimento das concessões de distribuição de energia.

- VII -

O setor elétrico brasileiro passa por um momento de inegável crise. Em 2014, os reservatórios das hidrelétricas atingiram o menor nível de armazenamento de água de toda a série histórica contabilizada pelo ONS. Os níveis de armazenamento de março/2015 encontram-se abaixo de 30% quando, pela média dos últimos 10 anos, deveriam estar atingindo patamares próximos a 75% nessa época do ano.

O volume atual das hidrelétricas e, mais importante ainda, a velocidade com que os mananciais se esgotaram em um curto espaço de tempo causam preocupação. Além disso, geram dúvidas se o setor elétrico de fato está operando de forma a garantir abastecimento e modicidade de preços para os anos porvir.

Figura 13 - Nível de Água dos Reservatórios (%) - Subistemas SE/CO/Sul



Fonte: ONS

Boa parte das justificativas oferecidas pelo Governo à sociedade têm remetido à seca de 2013/2014 a culpa pela instabilidade atual do setor. Entretanto, ao sopesar tais alegações, reputo que tal discurso evidencia, com clareza, a vulnerabilidade e o grau de exposição que o sistema elétrico atualmente possui em relação à abundância de chuvas.

Como mencionado amiúde neste pronunciamento, o modelo brasileiro foi idealizado de forma a utilizar fontes termelétricas para complementar as hídricas na geração, sempre buscando manter um nível ótimo de armazenamento que garanta energia armazenada para os períodos de seca.

Ao longo dos últimos anos, na operação do sistema, o ONS despachou praticamente todo o parque termelétrico instalado no país. O montante de energia térmica gerada no SIN saltou de algo em torno de 30.000 GWh, em 2011, para mais de 60.000 GWh em 2013, e para 73.000 GWh em 2014, num incremento superior a 140%.

No Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, este Tribunal deixou registrado que, muito embora o modelo desenvolvido previsse o acionamento de termelétricas para manter a quantidade de energia armazenada em patamares aceitáveis de operação, a quase totalidade da capacidade efetiva de geração térmica já vinha sendo despachada de forma ininterrupta há vinte meses consecutivos. Tal situação contraria uma das premissas de funcionamento do sistema, que pressupõe a existência de energia de segurança em “stand by”. E, mesmo com esse pleno acionamento do parque gerador termelétrico, o nível dos mananciais aquíferos não se recuperou.

Todo esse cenário indica que o setor elétrico não opera com o grau de confiabilidade almejado e que a capacidade de geração mostra-se estruturalmente insuficiente para garantir energia com a segurança idealizada.

- VIII -

Perante tudo o que foi exposto, avalio que o presente levantamento atingiu os objetivos preconizados: fornecer, a partir de um conjunto de fiscalizações do TCU, uma visão panorâmica das atuais condições do sistema elétrico brasileiro.

Vale destacar que os pontos tratados neste relatório sistêmico, compilados neste Voto, não se destinam a apontar irregularidades, ou a apurar responsabilidades. Seu objetivo primordial é esquadrihar a situação em que se encontra o setor elétrico brasileiro, para orientar futuras ações de controle, e, sobretudo, fomentar o controle cidadão sobre as decisões governamentais afetas à prestação dos serviços públicos correlatos.

Nessa senda, aquiesço à proposta alvitada pela SeinfraElétrica de remessa de cópias deste trabalho às instituições que lidam com o planejamento e a gestão do setor elétrico.

Outrossim, saliento que a maior parte dos assuntos aqui abordados já são e/ou foram objeto de processos específicos, no âmbito dos quais serão ou foram feitos os encaminhamentos pertinentes. Arrolo, ao ensejo, alguns dos principais:

- a. TC-019.228/2014-7, da relatoria do Ministro Augusto Sherman, que aborda temas relacionados à segurança energética, como a superavaliação das garantias físicas, as medidas de repotenciação das usinas geradoras, a construção das usinas sem grandes reservatórios, além de outras fragilidades correlatas;
- b. TC-003.025/2015-2, da relatoria do Ministro José Múcio Monteiro, que trata das medidas emergenciais e estruturantes adotadas pelo poder público ante a perspectiva de crise do setor elétrico;
- c. TC-014.013/2014-2, da relatoria do Ministro Raimundo Carreiro, que avalia as ações governamentais para fomentar a eficiência energética nos sistemas isolados, com vistas a reduzir as perdas elétricas na distribuição;
- d. TC-032.925/2014-0, sob minha relatoria, que avalia as ações governamentais afetas aos atrasos sistêmicos verificados na finalização dos novos empreendimentos.

Além dos supraditos processos, o TC-003.346/2015-3, também de minha relatoria, decorre do Acórdão 2.565/2014-TCU-Plenário e sua autuação deriva da necessidade de monitorar a gestão da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em razão da política de redução tarifária levada a termo em 2012.

No que concerne a tal monitoramento, considerando a evolução da conjuntura do setor elétrico, reputo de todo oportuno ampliar o escopo da aludida fiscalização, de modo a permitir uma apuração mais abrangente do atual período de realismo tarifário. Nessa fiscalização, deverão ser sopesados não apenas os impactos diretos da MP 576/2012 sobre a CDE, mas também as atuais medidas de correção de distorções encetadas em 2015, como o sistema de bandeiras tarifárias e as revisões e reajustes extraordinários autorizados pela Aneel. Na oportunidade, mister também avaliar os prejuízos incorridos e o aumento do endividamento das empresas do Grupo Eletrobras no período.

Outra questão de significativa importância que verifiquei a partir das constatações narradas deste trabalho é a ausência de fiscalizações do TCU em relação ao planejamento sistêmico do setor elétrico. Compilando todas as percepções erigidas a partir das auditorias, pairam dúvidas se a implementação das ações pelos órgãos governamentais de fato tem sido efetiva em atingir as metas de médio e longo prazo idealizadas para o segmento de energia.

Temas como o impacto (ambiental e tarifário) da política de incremento de geração térmica a combustíveis fósseis, o incentivo ao consumo sustentável da energia (tal qual o uso de relógios inteligentes, baterias solares, ou outras formas de armazenamento) e a efetiva expansão da geração a partir de energias renováveis (além do mero aumento de fontes hídricas), ainda não foram debatidos no âmbito desta Corte. Nessa esteira, igualmente considero válido que o TCU deflagre fiscalização sobre esse assunto, com vistas a verificar a efetividade das ações governamentais no atingimento das metas previstas para o setor elétrico, com especial foco no Plano Decenal de Energia.

Resgatando as discussões travadas neste relatório sistêmico, e tendo por base a miríade de ações de controle desenvolvidas ao longo dos últimos anos, resta evidente que, muito antes da ocorrência da crise hídrica de 2014, o TCU já havia apontado a existência de fragilidades e impropriedades na condução de várias políticas do setor elétrico.

Os números retratados pelo TCU em suas fiscalizações são merecedores de detida reflexão.

Além da série de fragilidades estruturais, os comparativos internacionais apontam que o sistema elétrico brasileiro é ineficiente, sem estímulos à modernização dos parques geradores e com níveis de perda de transmissão e distribuição que beiram 17% da energia gerada no país (o equivalente a toda a energia produzida pela Usina de Itaipu em um ano).

Paralelamente, o Governo Federal vem enfrentando graves obstáculos para conseguir viabilizar e implantar novos empreendimentos, que aumentariam a oferta de energia no país. A quantidade de energia nova inserida dentro do sistema elétrico tem sido sistematicamente inferior aos patamares planejados pelos órgãos ministeriais, muito em razão de atrasos na conclusão das obras. No segmento de geração, mais de 75% das obras de hidrelétricas e termelétricas do país

encontram-se atrasadas; no transporte de energia, mais de 80% das obras de linhas de transmissão tiveram seus cronogramas postergados.

Juntamente com os atrasos, os descompassos sistêmicos na entrada em operação dos novos empreendimentos têm dado azo a cenários igualmente perversos. A falta de sincronia entre a construção de linhas de transmissão e a conclusão de usinas de geração tem impossibilitado que consideráveis volumes de energia deixem de ser entregues aos usuários finais. Apenas em 2013, o prejuízo decorrente desses descompassos atingiu R\$ 8,3 bilhões, repassados para as tarifas.

Para mitigar os efeitos das instabilidades vivenciadas nos últimos anos, vultosos aportes governamentais foram perpetrados. Em 2013 e 2014, o Tesouro Nacional desembolsou, diretamente, R\$ 21 bilhões; e outros R\$ 40 bilhões foram similarmente transferidos ao setor elétrico por meio de empréstimos angariados junto a instituições bancárias. Por seu turno, as medidas engendradas para reduzir as tarifas no curto prazo geraram uma economia de R\$ 33 bilhões no mesmo período.

Além disso, os recentes períodos de escassa fluência hídrica demandaram o pleno funcionamento do parque termelétrico instalado, mais custoso e poluente, pondo em cheque a almejada modicidade tarifária, a onerar os consumidores finais e a pressionar, em uma época de dificuldades econômicas, os índices inflacionários. A energia elétrica paga pelos brasileiros, uma das mais caras do mundo, poderá atingir patamares ainda maiores.

Ao extrair o sumo valorativo de todas as ações de controle aqui mencionadas, não poderia deixar de concluir que, mesmo admitindo que a falta de chuvas tenha parcela de responsabilidade no quadro atual, não se pode atribuir somente ao fator hidrológico a situação vivida no setor elétrico. Os diagnósticos eminentemente técnicos elaborados pelo TCU indicam que o planejamento do segmento demanda melhor atenção dos agentes governamentais envolvidos e, especialmente, maior discussão dentro da sociedade civil, destinatária última das políticas públicas implementadas.

Assumi o posto de Ministro dessa colenda Casa há pouco. Após traçar esse breve relato histórico, fico satisfeito em pontificar que o TCU adimpliu com esmero sua missão de alertar a Administração Pública para os riscos iminentes à gestão do setor elétrico, com trabalhos imparciais e de elevado nível técnico. Ao avaliar as políticas e orientar os gestores a perseguir caminhos de otimização dos recursos da coletividade, sem violar as prerrogativas daqueles que assumem o múnus de ofertar serviços à população, esta Corte cumpriu com o que a sociedade esperava.

Espero, particularmente, que as questões trazidas a lume neste relatório não constituam um fim em si mesmo. De mais a mais, acredito que o TCU, dentro de suas atribuições constitucionais, pode exercer papel essencial para impulsionar um debate construtivo entre os diferentes segmentos envolvidos na indústria de energia elétrica. O quadro ilustrado evidencia que há muitos riscos a serem gerenciados, e em horizontes próximos. Neste contexto, ante a relevância e a complexidade do assunto, esta Corte de Contas pode atuar de forma proativa, como agente catalisador de melhorias no setor elétrico e como órgão fomentador da transparência e do controle cidadão sobre as políticas públicas.

Por derradeiro, peço vênia para colacionar algumas palavras do eminente Ministro Augusto Sherman, tecidas na sessão Plenária de 25/02/2015, que traduzem, com inteligência prodigiosa, a opinião que comungo em relação à visão de futuro que espero para o setor elétrico brasileiro:

O Brasil precisa de energia abundante e barata para crescer economicamente e oferecer melhores condições de vida aos brasileiros. (...) Carência de energia ou energia cara é pressuposto de dificuldades econômicas, de baixo crescimento, de economia frágil, de dificuldades para o trabalhador e para a população. Certamente não é isso que pretendemos para o país, nem agora, nem no futuro.

Enfim, consignando sinceros cumprimentos à equipe da SeinfraElétrica e estendendo minhas saudações a todos que participaram, direta ou indiretamente, da formulação deste trabalho, pugno por que seja aprovado o Acórdão que ora submeto a este Colegiado.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 29 de abril de 2015.

Ministro VITAL DO RÊGO

Relator

DELIBERAÇÃO

ACÓRDÃO Nº 993/2015 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 013.099/2014-0.
2. Grupo II – Classe de Assunto: V – Relatório de Levantamento.
3. Interessados/Responsáveis: Tribunal de Contas da União.
4. Órgãos/Entidades: Ministério de Minas e Energia (MME); Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel); Empresa de Pesquisa Energética (EPE); e Centrais Elétricas Brasileiras S/A (Eletrobras).
5. Relator: Ministro Vital do Rêgo.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura Elétrica (SeinfraElétrica).
8. Advogado constituído nos autos: não há.
9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos que tratam de levantamento contendo Relatório Sistêmico de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (Fisc-Energia Elétrica), elaborado com o objetivo de fornecer a esta Corte de Contas, ao Congresso Nacional e, especialmente, à sociedade brasileira, uma visão panorâmica do setor elétrico brasileiro, abordando potenciais deficiências, riscos e oportunidades de melhoria;

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão do Plenário, ante as razões expostas pelo Relator e considerando que as fiscalizações perpetradas ao longo dos últimos anos pontuaram, com imparcialidade e precisão, fragilidades e problemas estruturais do setor elétrico brasileiro, em:

- 9.1. determinar à Secretaria-Geral de Controle Externo do TCU que, avaliando aspectos de oportunidade e conveniência, deflagre fiscalização específica sobre o planejamento sistêmico do setor elétrico, abarcando a efetividade das ações governamentais no cumprimento das metas de médio e longo prazo idealizadas para o setor, com especial enfoque na avaliação dos impactos (ambientais e na modicidade das tarifas) da política de ampliação da geração com térmicas a combustíveis fósseis e nas medidas de incremento energético a partir de fontes renováveis.

9.2. determinar à Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica do TCU que, no âmbito do TC-003.346/2015-3, destinado a monitorar a gestão da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, atualize o escopo da aludida fiscalização, de modo a contemplar:

9.2.1. uma apuração mais abrangente do atual momento de realismo tarifário presente no setor elétrico, analisando não apenas os impactos diretos da Medida Provisória 579/2012, mas também outros temas que incidem diretamente sobre a modicidade dos preços praticados no país, como o sistema de bandeiras tarifárias, as revisões e reajustes extraordinários autorizados pela Aneel e o aumento do endividamento das empresas do Grupo Eletrobras;

9.2.2. um estudo comparativo em que sejam explicitadas as diferenças entre os preços nacionais de energia elétrica e os preços praticados em outros países, na medida em que o Brasil apresenta uma das tarifas mais elevadas do mundo, mesmo possuindo um parque de geração eminentemente hídrico;

9.3. remeter cópia do acórdão, acompanhado do relatório e voto que o fundamentam, aos seguintes órgãos e entidades:

9.3.1. Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados;

9.3.2. Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal;

9.3.3. Casa Civil da Presidência da República;

9.3.4. Ministério de Minas e Energia (MME);

9.3.5. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);

9.3.6. Empresa de Pesquisa Energética (EPE);

9.3.7. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras);

9.3.8. 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal;

9.3.9. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); e

9.3.10. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

9.4. arquivar os presentes autos, com fulcro no art. 169, V, do Regimento Interno do TCU.

10. Ata nº 15/2015 – Plenário.

11. Data da Sessão: 29/4/2015 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-0993-15/15-P.

13. Especificação do quorum:

13.1. Ministros presentes: Aroldo Cedraz (Presidente), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, Augusto Nardes, Raimundo Carreiro, José Múcio Monteiro e Vital do Rêgo (Relator).

13.2. Ministros-Substitutos convocados: Augusto Sherman Cavalcanti e Marcos Bemquerer Costa.

13.3. Ministros-Substitutos presentes: André Luís de Carvalho e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)

AROLDO CEDRAZ
Presidente

(Assinado Eletronicamente)

VITAL DO RÊGO
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

PAULO SOARES BUGARIN

Procurador-Geral

