

Relatório de Auditoria Anual de Contas



Ministério da Transparência, Fiscalização e Controle

Secretaria Federal de Controle Interno

Unidade Auditada: SECRETARIA-EXECUTIVA/MME

Exercício: 2015

Município: Brasília - DF

Relatório nº: 201600446

UCI Executora: SFC/DI/CGENE - Coordenação-Geral de Auditoria das Áreas de Minas e Energia

Análise Gerencial

Senhor Coordenador-Geral,

Em atendimento à determinação contida na Ordem de Serviço n.º 201600446, e consoante o estabelecido na Seção III, Capítulo VII da Instrução Normativa SFC n.º 01, de 06/04/2001, apresentamos os resultados dos exames realizados sobre a prestação de contas anual apresentada pela SECRETARIA-EXECUTIVA/MME, considerando as informações sobre a gestão das demais unidades da estrutura do Ministério.

1. Introdução

Os trabalhos de campo foram realizados no período de 05/04/2016 a 20/04/2016, por meio de testes, análises e consolidação de informações coletadas ao longo do exercício sob exame e a partir da apresentação do processo de contas pela unidade auditada, em estrita observância às normas de auditoria aplicáveis ao Serviço Público Federal. Nenhuma restrição foi imposta à realização dos exames.

O Relatório de Auditoria encontra-se dividido em duas partes: Resultados dos Trabalhos, que contempla a síntese dos exames e as conclusões obtidas; e Achados de Auditoria, que contém o detalhamento das análises realizadas. Consistindo, assim, em subsídio ao julgamento das contas apresentadas pela Unidade ao Tribunal de Contas da União – TCU.

Registra-se que os Achados de Auditoria apresentados neste relatório foram estruturados, preliminarmente, em Programas e Ações Orçamentárias organizados em títulos e subtítulos, respectivamente, segundo os assuntos com os quais se relacionam diretamente. Posteriormente, apresentam-se as informações e as constatações que não estão diretamente relacionadas a Programas/Ações Orçamentários específicos.



2. Resultados dos trabalhos

Com base no disposto no artigo 14 da Resolução TCU nº 234/2010 e no artigo 9º, § 6º, da Decisão Normativa TCU nº 147/2015, a Coordenação-Geral de Auditoria da Área de Minas e Energia – MTFC/SFC/CGENE em conjunto com as Secretarias de Fiscalização de Infraestrutura de Energia (SeinfraElétrica) e de Petróleo, Gás Natural e Mineração (SeinfraPetróleo) do Tribunal de Contas da União, em reuniões realizadas, respectivamente, em 5 e 15 de fevereiro de 2016, acordaram que, em virtude da inclusão de conteúdos complementares no escopo da Auditoria Anual de Contas da Secretaria-Executiva do MME relativa ao exercício de 2015, os itens 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 e 15 do Anexo II da retrocitada Decisão Normativa seriam suprimidos.

O Quadro 1 apresenta um resumo das alterações do escopo acordadas entre a Corte de Contas e o Órgão Central de Controle Interno.

Quadro 1: Conteúdos incluídos e excluídos da AAC 2015 - MME

Inclusões	Exclusões
<ul style="list-style-type: none">- Avaliação da condução do processo de planejamento, regulamentação e monitoramento do setor elétrico;- Avaliação da atuação da UPC na renovação das concessões de distribuição de energia elétrica;- Análise do atendimento das metas previstas nos objetivos do Programa 2041 - Gestão Estratégica da Geologia, da Mineração e da Transformação Mineral, bem como dos macroprocessos da unidade a partir desses objetivos;- Avaliação da atuação da SGM na supervisão do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) e do tratamento dado pela Secretaria às demandas apresentadas por aquela autarquia;- Avaliação da atuação da SPG no monitoramento da política de Conteúdo Local, verificando se o MME tem informações atinentes ao atingimento dos índices mínimos de Conteúdo Local exigidos nos editais de concessão e de partilha de produção, bem como se o MME tem avaliado os benefícios e os custos decorrentes da implementação da política.	<ul style="list-style-type: none">- Avaliação da gestão das transferências concedidas mediante convênio, contrato de repasse, termo de parceria, termo de cooperação, termo de compromisso ou outros acordos, ajustes ou instrumentos congêneres (item 5 do Anexo II da DN TCU 147/2015);- Avaliação de passivos assumidos pela UJ sem prévia previsão orçamentária de créditos ou de recursos (item 7 do Anexo II da DN TCU 147/2015);- Avaliação objetiva sobre a gestão de tecnologia da informação (TI) da UPC (item 8 do Anexo II da DN TCU 147/2015);- Avaliação da gestão do patrimônio imobiliário de responsabilidade da UJ (item 9 do Anexo II da DN TCU 147/2015);- Avaliação da gestão da unidade jurisdicionada sobre as renúncias tributárias praticadas (item 10 do Anexo II da DN TCU 147/2015);- Avaliação da qualidade e suficiência dos controles internos administrativos (item 11 do Anexo II da DN TCU 147/2015);- Avaliação da confiabilidade e efetividade dos controles internos relacionados à elaboração das demonstrações contábeis e de relatórios financeiros (item 12 do Anexo II da DN TCU 147/2015);- Avaliação, quanto à abrangência, suficiência e resultados, das medidas adotadas pela unidade auditada relacionadas ao Acórdão 1212/2014 – TCU – Plenário (item 13 do Anexo II da DN TCU 147/2015); e- Avaliação da observância, pela unidade prestadora da conta, da ordem cronológica dos pagamentos estabelecida pelo art. 5º da Lei nº 8.666/93 (item 15 do Anexo II da DN TCU 147/2015).

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria, a partir do conteúdo das atas de reuniões entre o TCU e o MTFC, realizadas em 5/2/2016 e 15/2/2016, e da DN TCU 147/2015.

Ainda, de acordo com o escopo de auditoria firmado nas supracitadas reuniões realizadas entre o MTFC (CGENE) e o TCU (SeinfraElétrica e SeinfraPetróleo), as análises

demandadas nos itens 3 e 4 do Anexo II da DN/TCU nº 147/2015 passaram a ter o seguinte foco ajustado:

item 3: verificar se foram criados novos indicadores pela UPC após a última auditoria realizada e, caso tenham sido instituídos, avaliá-los quanto aos aspectos elencados nos subitens "a)" a "e)" deste item da DN.

item 4: focar a avaliação da gestão de pessoas no item f) ações e iniciativas da UPC para substituição de terceirizados irregulares, inclusive estágio e qualidade de execução do plano de substituição ajustado com à Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão.

Os escopos dos itens 1, 2, 6 e 14 do Anexo II da Decisão Normativa TCU nº 147/2015 não foram alterados.

2.1 Avaliação da Conformidade das Peças

A fim de atender ao estabelecido pela Corte de Contas, nesse item, considerou-se a seguinte questão de auditoria:

- *Considerando a natureza jurídica e o negócio da unidade prestadora de contas (UPC), as peças (Rol de responsáveis, Relatório de gestão, e Relatórios e pareceres de órgãos, entidades ou instâncias que devam se pronunciar sobre as contas ou sobre a gestão dos responsáveis pela UPC) estão em conformidade com as normas e orientações?*

A equipe de auditoria realizou análise censitária dos itens que compõem o Relatório de Gestão e das peças complementares. A partir dos exames referentes aos documentos incluídos pela Unidade no Sistema de Prestação de Contas (sistema e-Contas do TCU), conclui-se que o MME elaborou todas as peças a ele atribuídas pelas normas do Tribunal de Contas da União aplicáveis ao exercício de 2015.

Relativamente ao conteúdo do Relatório de Gestão do Ministério, verificou-se a existência de erros e inconsistências em algumas das informações, conforme descrito em constatação específica (item 2.1.1.1 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório).

Cabe destacar, ainda, que nos itens 3.2 (Atividades de correição e apuração de ilícitos administrativos) e 9.2 (Relatório de Instância ou Área de Correição) do Relatório de Gestão, a unidade poderia ter conferido um maior detalhamento no que se refere aos principais eventos apurados e as providências adotadas, notadamente no que concerne a eventuais irregularidades ocorridas no âmbito dos macroprocessos finalísticos e que sejam capazes de impactar o desempenho da Pasta.

2.2 Avaliação dos Resultados Quantitativos e Qualitativos da Gestão

A partir dos exames realizados, buscou-se responder à seguinte questão de auditoria:

- *Os resultados quantitativos e qualitativos estão sendo atingidos? (itens 1.2.1.1 e 1.1.2.12 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório)*

De forma adicional, os seguintes conteúdos complementares acordados com o TCU foram inseridos nesta parte do Relatório de Auditoria:

- Análise do atendimento das metas previstas nos objetivos do Programa 2041 - Gestão Estratégica da Geologia, da Mineração e da Transformação Mineral, bem como dos macroprocessos da unidade a partir desses objetivos;



- Avaliação da atuação da SGM na supervisão do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) e do tratamento dado pela Secretaria às demandas apresentadas por aquela autarquia;
- Avaliação da atuação da SPG no monitoramento da política de Conteúdo Local, verificando se o MME tem informações atinentes ao atingimento dos índices mínimos de Conteúdo Local exigidos nos editais de concessão e de partilha de produção, bem como se o MME tem avaliado os benefícios e os custos decorrentes da implementação da política;
- Avaliação da condução do processo de planejamento, regulamentação e monitoramento do setor elétrico; e
- Avaliação da atuação da UPC na renovação das concessões de distribuição de energia elétrica.

2.2.1 Atingimento dos resultados quantitativos e qualitativos

Compete à Secretaria-Executiva, dentre outras atribuições: (i) assistir o Ministro de Estado de Minas e Energia na supervisão e coordenação das atividades das entidades vinculadas; (ii) supervisionar e coordenar as atividades das Secretarias Finalísticas; (iii) coordenar e supervisionar as atividades relacionadas aos sistemas federais de planejamento e de orçamento, entre outras; (iv) coordenar, orientar, supervisionar e consolidar a elaboração do orçamento de investimentos e do programa de dispêndios globais das empresas estatais; (v) prestar assistência ao CNPE; e (vi) articular e integrar as ações de meio ambiente relacionadas com os empreendimentos da área de competência do MME.

De acordo com o Relatório de Gestão, dentre as principais dificuldades encontradas pelo Ministério para realização dos Objetivos sob sua responsabilidade encontram-se as seguintes: (i) condições hidrológicas adversas durante o ano de 2015; (ii) demora na aprovação de licenciamentos socioambientais e atrasos em decorrência de questões indígenas; (iii) variação do preço do barril de petróleo no mercado mundial; e (iv) o rompimento da Barragem de Mariana. A UPC informou também que restrições orçamentárias impactaram o atingimento de suas metas no exercício de 2015.

Com o objetivo de avaliar os resultados quantitativos e qualitativos da gestão de 2015 da Secretaria Executiva e das outras unidades integrantes da estrutura do MME, foram analisadas as execuções física e financeira das ações orçamentárias de responsabilidade dessas unidades em 2015, as quais são descritas abaixo:

Quadro 2: Programa 2033 – Energia Elétrica

Ação Orçamentária/Produto	Unidade Administrativa Responsável	% Execução Física	% Execução Financeira
<p>1379 - Atendimento das demandas por energia elétrica em localidades isoladas não supridas pela rede elétrica convencional (Nacional e Estado do Ceará).</p> <p>Produto: Unidade Consumidora Atendida.</p>	Secretaria de Energia Elétrica	0	0,20

20A9 - Apoio a iniciativas de uso produtivo de energia elétrica. Produto: Projeto Apoiado.	Secretaria de Energia Elétrica	100	3,01
20AA - Apoio a centros de referência em desenvolvimento tecnológico na área de energia. Produto: Centro Apoiado.	Secretaria de Energia Elétrica	0	1,81
20L6 - Coordenação das ações de integração elétrica com os países vizinhos. Produto: Energia Comercializada.	Secretaria de Energia Elétrica	46,20	94,65
20L7 - Monitoramento da expansão e do desempenho dos sistemas elétricos em apoio ao CMSE. Produto: Sistema Monitorado.	Secretaria de Energia Elétrica	107,22	13,05
20L8 - Monitoramento das ações de comercialização de energia e da política tarifária. Produto: Relatório Divulgado.	Secretaria de Energia Elétrica/ Ministério de Minas e Energia	100	20,27
7V36 - Ampliação da rede trifásica para atendimento a cadeias produtivas na zona rural (Estado do Ceará). Produto: Unidade Consumidora Atendida.	Ministério de Minas e Energia	0	0

Fonte: Relatório de Gestão de 2015 do MME, SIOP e SIAFI.

Quadro 3: Programa 2041 – Gestão Estratégica da Geologia, da Mineração e da Transformação Mineral

Ação Orçamentária/Produto	Unidade Administrativa Responsável	% Execução Física	% Execução Financeira
20TZ - Desenvolvimento sustentável da pequena mineração. Produto: Tecnologia Mineral Difundida.	Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral	233,33	15,32
211G - Elaboração de estudos e projetos visando à implantação de zonas de processamento e transformação mineral – ZPTM. Produto: Relatório Produzido.	Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral	100	99,50

Fonte: Relatório de Gestão de 2015 do MME, SIOP e SIAFI.



Quadro 4: Programa 2119 – Programa de Gestão e Manutenção do Ministério de Minas e Energia

Ação Orçamentária/Produto	Unidade Administrativa Responsável	% Execução Física	% Execução Financeira
4887 - Estudos para o planejamento dos setores de geologia, mineração e transformação mineral. Produto: Estudo Realizado.	Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral	0	24,00
4892 - Planejamento dos setores de petróleo, derivados, gás natural e combustíveis renováveis. Produto: Iniciativa Implementada.	Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis	50,00	95,62
4897 - Planejamento do setor energético. Produto: Documento Publicado.	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético	100	33,15

Fonte: Relatório de Gestão de 2015 do MME, SIOP e SIAFI.

Considerando as informações e os dados obtidos sobre as programações e as execuções física e financeira em 2015 das ações orçamentárias supracitadas, em parte transcritos acima, concluímos que as métricas (metas físicas) estipuladas para aferir os resultados das ações orçamentárias do MME, em sua maioria, não serviram para a medição dos resultados das execuções dos projetos e das atividades que as constituem, assim como foram insuficientes para a verificação do cumprimento das suas finalidades.

A UPC justifica que o descasamento entre metas físicas e financeiras advém de limitações de empenho de recursos orçamentários e de pagamentos para a execução de suas ações, bem como do fato de que algumas de suas ações orçamentárias perpassam mais de um exercício.

De outro modo, constatamos que as dotações orçamentárias alocadas em 2015 para as ações orçamentárias do Ministério não tiveram relação direta com as metas físicas definidas para as mesmas, ou seja, os esforços físicos realizados para execução dessas ações não tiveram vinculação com as suas execuções orçamentárias e financeiras, com exceção do caso da execução da Ação 211G, a qual consistiu na execução de um contrato firmado entre o MME e a Empresa J. MENDO CONSULTORIA EMPRESARIAL LTDA.

Tais fatos nos levam a depreender que o MME não possuía conhecimento total sobre os recursos orçamentários e financeiros necessários para a execução das ações em comento, o que dificulta ou inviabiliza a proposição de medidas e o dimensionamento do esforço necessário para o atingimento dos seus objetivos.

Diante dessas conclusões, entendemos ser necessária a adoção de medidas no referido Ministério com vistas a melhorar a capacitação, a orientação e a coordenação dos servidores das suas áreas finalísticas em relação ao processo de planejamento e de programação orçamentária e financeira e à fixação de metas físicas para as ações consignadas nas leis orçamentárias anuais.



2.2.2. Atendimento das metas previstas nos objetivos do Programa 2041 e dos macroprocessos da SGM definidos a partir desses objetivos

Durante os exames, constatou-se o não atingimento das seguintes metas do PPA 2012-2015 relativas ao setor de mineração (Programa 2041 - Gestão Estratégica da Geologia, da Mineração e da Transformação Mineral), conforme item 1.2.1.12 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório:

- Realizar o Zoneamento Mineral do Brasil (Objetivo 0035)
- Realizar 5 estudos da cadeia Produtiva de minerais estratégicos (Objetivo 0038)
- Realizar estudo sobre a eficiência produtiva da indústria mineral brasileira (Objetivo 0046)
- Concluir, acompanhar e aprovar a proposta de Decreto sobre Recursos e Reservas (Objetivo 0478)
- Concluir, acompanhar e aprovar a proposta de Projeto de Lei - PL sobre Garantia para Financiamento por Direitos Minerários (Objetivo 0478)
- Concluir, acompanhar e aprovar a proposta de Projeto de Lei - PL sobre Mineração em Faixa de Fronteira (Objetivo 0478)
- Concluir, acompanhar e aprovar a proposta de Projeto de Lei - PL sobre Mineração em Terras Indígenas (Objetivo 0478)
- Concluir, acompanhar e aprovar a proposta de revisão da política de participação governamental (Objetivo 0478)
- Criar e reestruturar as instituições governamentais do setor mineral vinculadas ao Ministério de Minas e Energia em decorrência do novo modelo regulatório (Objetivo 0478)
- Realizar estudo e implementar a reorganização da Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral - SGM/MME em decorrência das mudanças no modelo regulatório (Objetivo 0478)
- Realizar estudo diagnóstico sobre o conteúdo nacional de máquinas e equipamentos para a mineração e transformação mineral (Objetivo 0044)
- Capacitar técnica, ambiental e gerencialmente trabalhadores de micro e pequenas empresas, associações e cooperativas de mineração (Objetivo 0481)
- Organizar e desenvolver Arranjos Produtivos Locais - APLs em processo de formação atualmente apoiados pela Rede APL mineral (Objetivo 0481)

As justificativas dadas pela SGM para o baixo atendimento das metas do plano plurianual são (i) não aprovação da alteração do marco regulatório da mineração e de normas correlatas, (ii) limitações de ordem orçamentária e (iii) atrasos nas realizações de estudos.

Além de constatar o descumprimento das metas do PPA 2012-2015, o órgão de controle interno entendeu pertinente recomendar à UPC:

- Avaliar e justificar o custo-benefício de implantar uma política de conteúdo local no setor mineral, considerando inclusive a experiência do MME em relação à utilização dessa mesma política no setor de petróleo e gás.
- Antes de contratar terceiros para a realização de atividades finalísticas, especialmente estudos setoriais, avaliar se tais atividades não poderiam ser realizadas pelos especialistas do órgão, sendo as contribuições do setor privado e da sociedade colhidas no âmbito de consultas públicas.



2.2.3. Atuação da SGM na supervisão do DNPM e tratamento dado pela Secretaria às demandas apresentadas por aquela autarquia

A atuação do MME (especialmente, SGM e Secretaria Executiva) na supervisão¹ do Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM e o tratamento dado pelo Ministério às demandas apresentadas pela autarquia foram avaliados no âmbito desta auditoria. Restringimos essa análise às demandas de recursos orçamentários e humanos apresentados pela autarquia ao órgão ministerial.

Foi solicitado ao DNPM que disponibilizasse os expedientes encaminhados ao MME em 2015. Ato contínuo, a UPC foi instada a informar o tratamento dado às demandas encaminhadas por aquela autarquia, especificamente aquelas atinentes a recursos orçamentários e humanos.

O MME é órgão setorial do Sistema de Planejamento e Orçamento Federal, o que lhe confere a prerrogativa de decidir, especialmente diante de cenários fiscais adversos (contingenciamentos), acerca da destinação dos recursos orçamentários e financeiros liberados pelo órgão central. As unidades vinculadas ao MME (inclusive, o DNPM) têm pouca ou nenhuma ingerência sobre essa decisão.

Na condição de entidade supervisora, o que se espera é que o Ministério (i) reparta esses recursos de acordo com as prioridades setoriais e com base em critérios objetivos, bem como (ii) atue junto aos órgãos responsáveis no sentido de, na medida do possível, reverter restrições orçamentárias e financeiras que impeçam que suas unidades vinculadas atinjam seus objetivos.

Quanto ao primeiro ponto, como será visto em registro específico (item 1.1.2.12 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório), o Ministério tem optado por realizar um corte linear nos orçamentos de suas unidades vinculadas, incluindo o DNPM. Apesar de simples e menos custosa, essa opção tem o condão de prejudicar as unidades supervisionadas pela UPC, haja vista a não indicação das prioridades setoriais.

Em relação ao segundo ponto, o que se verificou é que, pelo menos, formalmente, o Ministério tem buscado reverter as restrições orçamentárias e financeiras capazes de impedir o atingimento dos objetivos setoriais.

Em 2015, o DNPM encaminhou, pelo menos, os seguintes expedientes ao MME descrevendo sua situação orçamentária e financeira: Ofícios nº 13, 67 e 71/2015-DIRE/DNPM/SEDE. Tais expedientes apresentavam ao MME a difícil situação financeira da autarquia, que, em fevereiro de 2015, por exemplo, acumulava quase R\$ 20 milhões de pendências financeiras.

Ao ser questionado pelo controle interno sobre o tratamento dado aos expedientes encaminhados por aquela autarquia, o Ministério informou que:

Ao longo do exercício, a Secretaria Executiva do MME encaminhou 04 (quatro) Ofícios para o Ministério da Fazenda, apresentando a preocupante situação financeira do Órgão e solicitando a liberação de recursos financeiros e a ampliação dos limites de pagamento. Entretanto, os pedidos não foram atendidos.

Assim, observa-se que o órgão supervisor, em 2015, deu ciência ao Ministério da Fazenda acerca das demandas orçamentárias e financeiras do DNPM e demais entidades vinculadas.

¹

Para fins desta avaliação, supervisão ministerial é o conjunto de atividades desenvolvidas com o fito de assegurar, essencialmente, a realização dos objetivos fixados nos atos de constituição da entidade, a harmonia com a política e a programação do Governo no setor de atuação da entidade, a eficiência administrativa e a autonomia administrativa, operacional e financeira da entidade (art. 26 do Decreto-Lei nº 200/67).



De forma similar, em 2015, o DNPM encaminhou - ao MME - demanda (Ofício nº 238/2015 - DIRE/DNPM/SEDE) versando sobre sua necessidade de recursos humanos e solicitando que o MME fizesse gestões junto ao Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão - MP para autorização de realização de concurso público para a autarquia. De acordo com o MME, a solicitação foi restituída “[...] ao DNPM em 27 de novembro de 2015 para complementação, tendo sido retornado em 05 de abril de 2016 e atualmente se encontra em análise para posterior emissão de Aviso Ministerial ao Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão - MP, ratificando a necessidade de realização de Concurso Público”.

2.2.4. Monitoramento da política de Conteúdo Local no Setor de Petróleo e Gás

No que se refere à condução da política de conteúdo local no setor de petróleo e gás, buscou-se responder às seguintes questões de auditoria:

- *O MME adota mecanismos para monitorar os índices mínimos de Conteúdo Local exigidos nos editais de concessão e partilha de produção? (item 1.1.2.1 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório)*

Durante os exames de auditoria, verificou-se que o MME monitora a política de conteúdo local basicamente por meio da interação com a ANP e que as análises existentes em relação ao atingimento dos índices de CL, até o momento, são preliminares e concentradas nos investimentos da fase exploratória.

Para a fase de desenvolvimento da produção, de acordo com a unidade, não haveria um volume razoável de certificados para realizar tais análises, posto que poucos projetos ofertados a partir da 7ª rodada, quando passou a se exigir a certificação dos investimentos em CL, teriam alcançado esse estágio até o momento.

- *O MME avalia os benefícios e os custos decorrentes da implementação da política de Conteúdo Local? (item 1.1.2.1 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório)*

Não existem até o momento estudos ou avaliações acerca dos benefícios e dos custos gerados pela Política de Conteúdo Local no setor de petróleo e gás. A própria SPG havia informado, quando da realização em 2014 da última auditoria anual de contas, que esse estudo seria elaborado no âmbito do Programa Nacional de Mobilização da Indústria de Petróleo e Gás Natural - PROMINP e que o mesmo seria concluído até o final de 2014. No entanto, o estudo não foi realizado em virtude de insuficiência de recursos, inclusive do PROMINP, dado que a Petrobras é a principal financiadora do Programa.

Destarte, recomendou-se à Unidade que realize estudos para avaliar (i) o percentual de atingimento dos índices de conteúdo local pelos vencedores das rodadas de licitações de blocos já realizadas e (ii) os custos e os benefícios da política de conteúdo local.

2.2.5. Renovação das concessões de distribuição de energia elétrica

No que se refere à renovação de concessões de distribuição, buscou-se responder à seguinte questão de auditoria:

- *O processo de renovação das concessões de distribuição de energia elétrica foi realizado com base em planejamento e estudos prévios, tendo sido mitigados os riscos de descontinuidade e queda de qualidade do serviço público? (itens 1.1.2.4 e 1.1.2.10 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório)*

A Lei nº 12.783/2013, resultado da conversão da Medida Provisória nº 579/2012, dispôs em seu art. 7º que as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 22 da Lei



nº 9.074/1995 poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica.

Cabe destacar que a regulamentação do art. 7º da Lei nº 12.783/2013, definindo as regras para a renovação das concessões de distribuição, somente foi editada em 03/06/2015, data de publicação do Decreto nº 8.461, ou seja, cerca de um mês antes do vencimento de 38 dessas concessões e decorridos trinta e três meses após a edição da MP nº 579/2012. Além disso, não foi realizada audiência/consulta pública preliminarmente à edição do referido Decreto. Tal situação revela falhas de planejamento do processo de regulamentação.

Destaque-se que, por meio da MP nº 706, de 28/12/2015, foi estabelecido que, a partir da decisão do poder concedente pela prorrogação, o concessionário deverá assinar o contrato de concessão ou o termo aditivo no prazo de até duzentos e dez dias, contados da convocação, prazo esse que havia sido inicialmente fixado em 30 dias pela Lei nº 12.783/2013.

Dessa forma, a excessiva demora na fixação das regras para a renovação das concessões de distribuição ocasionou o vencimento de algumas concessões, inclusive de seis distribuidoras do grupo Eletrobras, sem que os novos contratos tenham sido assinados. Tal fato pode, inclusive, prejudicar a qualidade do serviço prestado e em último caso, a própria continuidade da prestação do serviço concedido, principalmente devido à insegurança jurídica e regulatória, e em razão de dificuldades na obtenção de financiamentos por parte das distribuidoras federais, em prejuízo dos consumidores finais de energia elétrica.

De acordo com o Decreto nº 8.461/2015, o MME poderá prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 7º da Lei nº 12.783/2013 por trinta anos, com vistas a atender aos seguintes critérios: (i) eficiência com relação à qualidade do serviço prestado; (ii) eficiência com relação à gestão econômico-financeira; (iii) racionalidade operacional e econômica; e (iv) modicidade tarifária.

Cabe destacar que o novo regulamento estabelece que o descumprimento das metas anuais poderá resultar em obrigações de aporte de capital por parte dos sócios controladores da concessionária. Além disso, a inadimplência da concessionária decorrente do descumprimento de uma das metas anuais por dois anos consecutivos ou de qualquer dessas metas ao final do prazo de cinco anos acarretará a extinção da concessão.

A partir das informações prestadas pelo Ministério durante a auditoria, pode-se verificar que ainda não há uma decisão quanto à prorrogação ou não da concessão da Companhia Energética de Roraima - CERR, sendo que o assunto ainda se encontra em estudo pelas áreas técnicas da Pasta.

No que se refere ao processo de desestatização da Celg Distribuição, ora em curso, verificou-se que o Ministério de Minas e Energia delegou, por meio da Portaria MME nº 26, de 12/02/2016, competência para o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES executar o processo licitatório em questão.

Também se verificou que não existem estudos do Ministério detalhando eventual alienação do controle acionário detido pela *holding* Eletrobras, empresa controlada pela União, junto às distribuidoras Amazonas Distribuidora de Energia S.A., Boa Vista Energia S.A., Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON, Companhia de Eletricidade do Acre - Eletroacre, Companhia Energética de Alagoas - CEAL e Companhia Energética do Piauí – Cepisa.



2.2.6. Planejamento, Monitoramento e Regulamentação do Setor Elétrico

No que se refere às atividades de planejamento, monitoramento e regulamentação do setor elétrico, buscou-se responder às seguintes questões de auditoria:

- *As atividades de planejamento desempenhadas pelo MME são realizadas a partir de parâmetros e premissas atualizadas, embasadas em estudos técnicos e têm permitido a expansão do setor elétrico de forma eficiente? (itens 1.1.2.2, 1.1.2.3, 1.1.2.5, 1.1.2.6 e 1.1.2.8 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório)*

Durante a auditoria, pode-se verificar que o Ministério, em geral, define as diretrizes para o setor elétrico a partir de estudo elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, os quais são aprovados pela Pasta.

No entanto, foram constatadas algumas fragilidades no processo de planejamento, as quais podem impactar negativamente na expansão dos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, bem como oportunidades de melhoria, as quais passam a ser destacadas a seguir.

A partir dos exames realizados, verificou-se a intempestividade da publicação e desatualização dos instrumentos de planejamento de longo e médio prazo que definem a política de expansão do setor elétrico (Plano Nacional de Expansão – PNE e Planos Decenais de Expansão - PDE).

Pode-se constatar, ainda, (i) a desatualização de alguns parâmetros importantes utilizados no planejamento energético, como por exemplo o Custo Marginal de Expansão – CME e o Custo do Déficit, (ii) a falta de revisão da capacidade de energia do parque de geração de energia elétrica; e (iii) alterações constantes nas previsões para entrada em operação dos empreendimentos previstos nos planos decenais.

Destaca-se que a ocorrência de discontinuidades nos instrumentos de planejamento de médio e longo prazo e/ou a ausência de atualização dos mesmos podem expor o setor energético a diversos riscos, tendo em vista que as análises contidas nos planos não contemplaram determinadas mudanças nas condições de contorno que tem se verificado nos setores de petróleo e gás e energia elétrica nos últimos anos, como por exemplo: a descoberta do Pré-Sal, a redução dos preços do petróleo no mercado internacional, o acidente na usina nuclear de Fukushima, os compromissos assumidos pelo Brasil em fóruns internacionais referentes a mudanças climáticas e redução de emissões de poluentes, dentre outros.

Verificou-se que há espaço para melhorias no próprio planejamento a cargo da Unidade, em especial no que se relaciona a fixação dos prazos para entrada em operação estabelecidos nos leilões de geração e transmissão, de forma a contribuir para a mitigação dos atrasos nas obras, os quais afetam negativamente a segurança de suprimento e a modicidade tarifária.

Pode-se verificar que os valores de garantia física das usinas estão desatualizados em relação ao valor da garantia física real do sistema e que houve a necessidade de realização de leilões de reserva para compensar tal desequilíbrio, o que custou aos consumidores cerca R\$ 1,91 bilhão, de 2008 a 2014, por meio do pagamento do Encargo de Energia de Reserva - EER.

Em que pese o processo de revisão de garantia física das usinas hidrelétricas estar em curso, afigura-se pertinente que os cálculos sejam reavaliados após a disponibilização das informações obtidas a partir da aplicação dos seguintes normativos: (i) Resolução Conjunta ANEEL/ANA nº 3, de 10/08/2010 e (ii) Resolução Normativa ANEEL nº 583, de 22/10/2013, buscando verificar a influência de fatores como assoreamento dos reservatórios e eficiência das turbinas e geradores.



Um outro aspecto que merece ser avaliado é se há a necessidade de recalculas as garantias físicas considerando o novo valor de custo do déficit (5.728,00 R\$/MWh), o qual foi obtido nos estudos contratados pela EPE e que já foi analisado pelos grupos técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP.

Também foi constatada a redução da capacidade de regularização das usinas hidrelétricas e o conseqüente aumento da geração termelétrica, inclusive por meio de usinas a óleo diesel e óleo combustível, as quais são mais caras e poluentes. Tal fato contribuiu para os aumentos nas tarifas de energia elétrica verificados ao longo de 2014 e 2015 e pode dificultar o cumprimento das metas de redução de emissões assumidas pelo Brasil em compromissos internacionais.

Em consonância com os planos decenais e com o posicionamento do ONS e do próprio TCU, o controle interno ressalta que a realização de estudos para implantação de novas usinas hidrelétricas não deve desconsiderar, *a priori*, a possibilidade de ganho energético decorrente da regularização das vazões propiciada pelos reservatórios de acumulação.

Com relação aos planos decenais, não se verificou a disponibilização à sociedade, em transparência ativa, de um documento que contenha a análise das contribuições recebidas durante os processos de consulta pública, o que se recomenda que seja feito a partir dos próximos processos de atualização desse instrumento de planejamento.

Além disso, constatou-se falhas de planejamento dos leilões de geração e transmissão de energia elétrica, principalmente com relação a fixação de prazos exíguos para implantação dos empreendimentos, o que tem contribuído para o atraso na entrada em operação de usinas, subestações e linhas de transmissão.

No caso específico das instalações de transmissão, verifica-se que estas concessões são licitadas sem a obtenção da licença ambiental prévia, documento que atesta a viabilidade ambiental dos empreendimentos e estabelece os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implantação, o que pode representar riscos excessivos aos empreendedores.

Também merece destaque o fato de que, durante o ciclo do PPA 2012-2015, ocorreram elevados custos marginais de operação e riscos de déficit, os quais se distanciaram de valores desejáveis, alcançando valores bastante elevados no 1º semestre de 2015 no que se relaciona a indicadores de economicidade e de segurança energética estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

Por fim, verificou-se que os valores de tributos e encargos incidentes sobre o setor elétrico são bastante elevados, o que demonstra ser pertinente a realização de estudos aprofundados em relação ao tema estrutura tarifária do setor elétrico, em especial no que se refere aos tributos e encargos incidentes nos preços e tarifas de energia elétrica.

- *As atividades de monitoramento desempenhadas pelo MME, ainda que como membro do CMSE, têm garantido que os empreendimentos do setor elétrico entrem em operação nas datas de tendência homologadas e que os modelos de otimização do setor sejam seguidos? (itens 1.1.2.4 e 1.1.2.9 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório)*

Mesmo após a edição da Resolução CNPE nº 03/2013, que promoveu a introdução de mecanismos de aversão a risco nos modelos computacionais utilizados no planejamento e operação do setor elétrico, ainda existe a possibilidade de despachos fora da ordem de mérito por decisão do CMSE, além dos valores de geração térmica indicados pelos modelos computacionais.

No ciclo do PPA 2012-2015, verificou-se um excessivo despacho de usinas termelétricas, inclusive fora da ordem de mérito, sendo que apenas em 2014 e 2015 a parcela do



Encargo de Serviços do Sistema - ESS utilizado para custear a geração de termelétricas nessa modalidade - segurança energética - atingiu o montante de R\$ 6,1 bilhões.

No início de 2016, constatamos, por exemplo, usinas despachadas mesmo com custos marginais praticamente nulos, o que reforça a necessidade de se reavaliar a metodologia e os parâmetros de aversão a risco, os quais foram implementados nos modelos computacionais a partir da Resolução CNPE nº 03/2013.

Cabe destacar que a necessidade de manter a prerrogativa de que o CMSE despache recursos energéticos fora da ordem de mérito, para preservar a segurança energética, não afasta a necessidade de se promover o aperfeiçoamento das metodologias atualmente adotadas, de forma a tornar o sinal econômico de preços mais eficiente, realista e estável para o mercado de energia elétrica.

Em relação a transparência das decisões, destaca-se que não são disponibilizados - na seção reservada ao CMSE no site do MME – os estudos específicos do ONS que respaldaram os despachos de recursos energéticos adicionalmente ao indicado pelos programas computacionais e/ou mudanças no sentido do intercâmbio entre Submercados do SIN, de forma a dar transparência às decisões tomadas pelo comitê de monitoramento.

Por fim, em que pese o CMSE, a partir da avaliação do grupo de monitoramento da expansão coordenado pelo Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE, buscar homologar uma data de entrada em operação realista, constatou-se que essas datas são constantemente alteradas, o que, em determinada medida, tem introduzido um viés otimista na operação do SIN.

Ressalta-se, ainda, a importância de que a SPG efetue o monitoramento constante das condições relativas aos volumes e preços do suprimento de gás natural ao país, buscando-se evitar situações de desequilíbrio entre demanda e oferta desse energético, como a crise que foi vivenciada em 2006 em função da suspensão da importação de gás da Argentina.

- *As atividades de regulamentação desempenhadas pelo MME, ainda que como membro do CNPE, são realizadas com base em avaliações de impacto regulatório e discussões com a sociedade e o mercado? (itens 1.1.2.4 e 1.1.2.7 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório)*

Durante a auditoria, constatou-se a insuficiência de mecanismos de transparência no processo decisório do MME, CMSE e CNPE, bem como a não utilização de ferramentas capazes de identificar os efeitos da regulamentação editada por esses órgãos sobre o setor normatizado.

Não se verificou a realização de audiências ou consultas públicas, ou mesmo análises de impacto regulatório, preliminarmente à proposição, pelo Ministério, de Medidas Provisórias e Decretos que alteraram significativamente as regras vigentes no setor elétrico (MP nº 579/2012, suas alterações e decretos de regulamentação, MP nº 688/2015, Decreto nº 8.461/2015). Também merecem destaque a Resolução nº 03/2013 do CNPE e a Portaria MME nº 455/2012, as quais foram suspensas por decisões judiciais.

Por exemplo, a MP nº 579/2012, de 11/09/2012, previa que ativos de transmissão existentes em 31/05/2000, independentemente da vida útil remanescente do equipamento, estariam totalmente amortizados e não seriam indenizados. No entanto, a MP nº 591/2012, de 29/11/2012, alterou tal dispositivo, estabelecendo que o poder concedente estaria autorizado a pagar essa indenização, na forma de regulamento que ainda viria a ser editado, o que evidencia a ausência de análise de impacto regulatório, ao menos no que se refere a indenização/remuneração dessa parcela de ativos.

Apenas em 22/04/2016, cerca de 3 anos e meio após a publicação da MP nº 591/2012, o MME definiu a forma de pagamento dessas indenizações, estabelecendo que os valores das



indenizações passarão a compor a Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão de energia elétrica e o custo de capital será adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas - RAP, implicando em aumento nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão – TUST pagas pelos consumidores.

Ressalta-se que os valores de indenização dos ativos de transmissão existentes em 31/05/2000 já reconhecidos pela ANEEL alcançam a cifra de expressivos R\$ 13,89 bilhões, apenas para as concessionárias Furnas, Eletrosul e CTEEP. Falta definir, ainda, os valores para empresas como Eletronorte, Chesf, Cemig, Copel, dentre outras, o que certamente aumentará ainda mais esse valor, implicando em novo aumento nas tarifas dos consumidores finais de energia elétrica.

Verificou-se que a falta de uma definição clara com relação aos valores de indenização devidos aos concessionários que aceitaram prorrogar suas concessões (mediante redução de suas tarifas e receitas) trouxe incertezas adicionais aos investimentos no setor, podendo ter influência, inclusive, nos resultados dos leilões de transmissão realizados nos últimos anos, os quais vêm apresentando diversos lotes sem proponentes.

Também no caso da Medida Provisória nº 688/2015 não se verificou um amplo debate com a sociedade no que se refere (i) ao pagamento da bonificação pela outorga na renovação das concessões e (ii) à transferência do risco hidrológico dos geradores hidrelétricos para os consumidores.

A análise de impacto regulatório, nessa direção, afigura-se como uma importante ferramenta para a melhoria da qualidade da atuação do MME e aperfeiçoamento do *accountability* nos setores de energia elétrica, mineração, petróleo e gás.

Tendo em vista que os agentes, tanto empreendedores quanto os consumidores, podem ser severamente impactados em decorrência de alterações em normativos, metodologias e parâmetros adotados no setor elétrico, os mesmos devem ser ouvidos preliminarmente à efetivação de novas alterações.

Nesse sentido, recomenda-se a realização de audiências/consultas públicas e análises de impacto regulatório, previamente à edição de portarias e resoluções, ou mesmo proposições de medidas provisórias e decretos, que venham a alterar regras vigentes ou instituir novas regras para o sistema eletroenergético do país e demais setores de infraestrutura sob a supervisão do MME.

No que se refere à aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras, o Decreto nº 5.163/2004 estabelece que estas devem contratar - em leilões de energia existente - 96% do seu montante de reposição, o qual corresponde a quantidade de energia elétrica decorrente (i) do vencimento de contratos de compra de energia elétrica dos agentes de distribuição no ano “A-1”; e (ii) da redução da quantidade contratada pelos agentes de distribuição no ano “A” em relação ao ano “A-1”. Destaque-se que não integram o montante de reposição as reduções referidas no art. 29 do Decreto nº 5.163/2004 e o vencimento de contratos celebrados por meio de leilões de ajuste referidos no art. 26 do mesmo normativo.

Quanto à situação atual de sobrecontratação de energia em que se encontram as distribuidoras, constatou-se que estas são obrigadas a contratar parcela do montante de reposição nos leilões de energia existente, o que tenderá a aumentar ainda mais o nível de sobrecontratação atualmente verificado, caso não haja alteração ou flexibilização do limite estabelecido no Decreto nº 5.163/2004.

2.3 Avaliação dos Indicadores de Gestão da UJ

De acordo com a Ata de ajuste de escopo firmada com o TCU, o órgão de controle interno deveria avaliar apenas os novos indicadores instituídos pela UPC após a última auditoria de contas, realizada em 2014, que avaliou a gestão 2013 do MME.



Para esses indicadores, buscou-se responder a seguinte questão de auditoria:

- *Os novos indicadores utilizados pelo MME atendem aos requisitos de completude, utilidade, comparabilidade, confiabilidade, acessibilidade e economicidade? (item 1.1.1.1 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório)*

Durante os exames, verificou-se que o Ministério ainda não possui um Planejamento Estratégico estruturado. Além disso, de acordo com a própria unidade, novos indicadores de áreas finalísticas deverão ser implantados quando da implementação do seu planejamento estratégico, cujo processo licitatório ainda se encontra em andamento.

Dessa forma, recomendou-se à Secretaria-Executiva que priorize a conclusão do processo de implementação do Planejamento Estratégico do órgão, bem como a instituição dos indicadores de gestão do Ministério, instrumentos indispensáveis para um adequado gerenciamento dos riscos a que está submetida a Unidade.

No que se refere aos novos indicadores instituídos pela Subsecretaria de Planejamento, Orçamento e Administração – SPOA após a realização da última auditoria de contas, pode-se verificar que os mesmos atendem aos requisitos de completude, utilidade, comparabilidade, confiabilidade, acessibilidade e economicidade.

2.4 Avaliação da Gestão de Pessoas

Neste item, foi avaliado se os terceirizados em situação irregular, segundo o art. 1º do Decreto nº 2.271/1997, foram substituídos por servidores de carreira, mediante regular concurso público. Avaliou-se, também, se houve nova contratação de terceirizados para exercício de atividades em desacordo com o Decreto nº 2.271/97.

O item 9.1.1 do Acórdão TCU nº 1.520/2006-Plenário aprovou o cronograma de substituição de terceirizados apresentados pelo Poder Executivo Federal, sendo que, no caso do MME, o prazo final era 2008. Em 2011, no bojo do Acórdão nº 2.681/2011-Plenário, a Corte de Contas não arrolou o MME entre as unidades da administração pública direta que ainda possuíam terceirizados pendentes de substituição. Em 2013, no âmbito da auditoria anual de contas de 2012, o MTFC (Relatório de Auditoria nº 201306259) não identificou servidores terceirizados irregulares na unidade.

Na presente auditoria, verificamos situações que, na essência, poderiam configurar atividades inerentes às categorias funcionais abrangidas pelo plano de cargos do órgão ou entidade, o que poderia ir de encontro do art. 1º, § 2º, do Decreto nº 2.271/1997. Apesar de não terem sido emitidas recomendações específicas, chamamos a atenção do MME para que consulte sua assessoria jurídica acerca da regularidade especialmente da situação descrita a seguir.

O Departamento de Políticas Sociais e Universalização do Acesso à Energia – DPUE/MME afirma que “[...] recebe apoio da Eletrobras Eletronorte para a gestão técnica do Programa Luz para Todos, por meio da contratação de recursos humanos, ou seja, técnicos especializados e necessários para execução das funções temporárias do Programa, objetivando assegurar as metas de atendimentos e prazos” (Memorando nº 105/2016-DPUE/SEE-ME). A unidade afirma que a combinação do item 8.5, inciso II, do Manual de Operacionalização do Programa Luz para Todos e do art. 4º do Decreto nº 7.520/2011 suporta essa contratação. Em auditoria realizada em 2008, o MTFC (Relatório de Auditoria nº 224468) já havia alertado o MME, em caso similar, que situações desse tipo poderiam configurar terceirização irregular.

Verificamos ainda que, apesar de as diversas unidades da SGM/MME terem – entre suas atribuições - a elaboração e a proposição de estudos sobre o setor mineral (Anexo XI da Portaria MME nº 89/2014), os estudos previstos no PPA 2012-2015 foram (ou deveriam ter sido) realizados por meio de consultorias contratadas, motivo pelo qual as dificuldades orçamentárias



do órgão constituíram empecilho para o alcance das metas planejadas (item 1.2.1.2 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório). O órgão de controle recomendou, então, que, antes de contratar terceiros para a realização de atividades finalísticas, especialmente estudos setoriais, a SGM avaliasse se tais atividades não poderiam ser realizadas pelos especialistas do órgão, sendo as contribuições do setor privado e da sociedade colhidas no âmbito de consultas públicas. A unidade ponderou que “[...] *diante do atual cenário de restrições orçamentárias, este pode ser o caminho a ser seguido se eventualmente houver a recomposição do quadro técnico da Secretaria, uma vez que dos 18 Analistas de Infraestrutura lotados na SGM a partir de 2008, apenas 8 deles ainda permanecem, sendo que dois ocupam cargo de chefia, não exercendo atualmente, portanto, função técnica*”.

2.5 Avaliação da Regularidade dos Processos Licitatórios da UJ

A fim de atender ao estabelecido pela Corte de Contas nesse item, foram realizados exames com o objetivo de verificar a regularidade dos processos licitatórios, bem como das contratações realizadas por inexigibilidade e dispensa de licitação (item 4.2.1.1 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório). Além disso, foi analisada a utilização de critérios de sustentabilidade ambiental nas contratações (item 2.2.1.2 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório). Por fim, foi analisado se os controles internos administrativos relacionados à atividade de compras e contratações estão instituídos de forma a mitigar riscos (item 2.2.1.1 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório).

Os quadros abaixo resumem o número de processos e valores envolvidos relativos às licitações, dispensas e inexigibilidades avaliadas. Cabe destacar que, além de se analisar processos cujas licitações foram realizadas em 2015, também buscou-se avaliar processos cujos contratos decorrentes tiveram vigência ao longo desse exercício.

Quadro 5: Licitações avaliadas.

Descrição	Quantidade de processos	Valor envolvido
Total de Processos Licitatórios	26	R\$ 8.615.649,20
Processos Licitatórios Avaliados	10	R\$ 6.884.948,70

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria com base em extração do SIASG.

Quadro 6: Dispensas de Licitação avaliadas.

Descrição	Quantidade de processos	Valor envolvido
Total de Processos de Dispensa	2	R\$ 1.869.805,20
Processos de Dispensa Avaliados	2	R\$ 1.869.805,20

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria com base em extração do SIASG.



Quadro 7: Inexigibilidades de Licitação avaliadas.

Descrição	Quantidade de processos	Valor envolvido
Total de Processos de Inexigibilidade	1	R\$ 28.800,00
Processos de Inexigibilidade Avaliados	1	R\$ 28.800,00

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria com base em extração do SIASG.

Durante a análise da amostra, composta por dez processos licitatórios, totalizando o valor de R\$ 8.783.553,70, observou-se que os procedimentos adotados estavam compatíveis com a legislação aplicável e orientações emanadas pelos órgãos de controle, inclusive no que concerne aos processos de dispensa e inexigibilidade de licitação. Não foram encontradas inconformidades relevantes.

No que concerne a realização de compras sustentáveis, foram avaliados o Plano de Gestão de Logística Sustentável - PLS e o Plano Anual de Capacitação do MME, de modo a verificar se foram adotados critérios de sustentabilidade ambiental na aquisição de bens e contratação de serviços, bem como se houve iniciativas de capacitação afetas ao tema sustentabilidade.

O PLS analisado demonstra abrangência e contempla a realização de ações e atividades no âmbito do Ministério que vão além da inclusão de requisitos de sustentabilidade em editais de licitação, tais como regras para coleta seletiva; aquisição e descarte de materiais de consumo; utilização racional de energia elétrica e água; e controle de logística de transporte de pessoal para otimização de recursos.

No mesmo sentido, foram realizadas ações de capacitação, durante o exercício 2014, que contribuíram para o desenvolvimento e conscientização dos servidores sobre a necessidade de aplicação de regras sustentáveis nas aquisições e contratações efetivas, o que pôde ser verificado na aplicação de cláusulas de sustentabilidade nos editais lançados em 2015, assim como na elaboração e utilização de indicadores mensais de consumo de energia e água.

Em relação aos processos avaliados pela equipe de auditoria, não foram abrangidos pelo escopo processos de aquisições de material de TI, nem contratações de obras, portanto não há como aferir a conformidade desse tipo de contratação aos requisitos de sustentabilidade preconizados pelo Ministério do Planejamento.

Sobre a adequação da instrução de processos licitatórios e controles internos adotados, verificou-se que as respostas fornecidas pelo gestor por meio do Ofício nº 89/2016-SE/MME, de 11/4/2016, são corroboradas pela amostra processual analisada.

Quanto ao tema, registra-se ainda o resultado de ação controle por meio da qual foi analisada a execução dos Contratos nº 16/2013 e nº 21/2014, celebrados entre o MME e a CTIS Tecnologia S/A, após realização do Pregão nº 28/2012 (Relatório de Auditoria CGU nº 201502970). O objeto da contratação é a prestação de serviços de tecnologia da informação para desenvolvimento, manutenção e documentação de sistemas de informação, na modalidade Fábrica de Software, com mensuração e remuneração segundo a métrica Análise de Pontos de Função, havendo também previsão de remuneração por horas trabalhadas.

Durante os exames, constatou-se que a mensuração e o pagamento por serviços de desenvolvimento e manutenção de software se deram com base no esforço empreendido em horas, sem vinculação à entrega de produtos e sem estabelecimento de prazos e critérios de qualidade. Em seu Relatório de Gestão, a SE/MME informou que, em atendimento à recomendação dada pelo controle interno no bojo do Relatório 201502970, a Unidade Gestora do contrato celebrou um aditivo estabelecendo limite para a utilização da métrica Unidade de Serviço Técnico (UST) no



percentual de 20% da quantidade de pontos de função obtida na contagem detalhada, para pagamento dos serviços referentes às etapas de Análise/Modelagem de Negócios e Levantamento/Análise de Requisitos.

2.6 Avaliação da Política de Acessibilidade

Procurou-se avaliar se a unidade auditada possui uma política de acessibilidade adequada e se tem tomado providências no sentido de dotar sua sede de condições para prover acessibilidade a seus usuários, especialmente às pessoas com deficiência e/ou mobilidade reduzida (item 4.1.1.1 da parte de Achados da Auditoria deste Relatório).

Quanto ao primeiro ponto, relativo à política de acessibilidade adequada, verificou-se que o MME não possui tal política e não apresentou à auditoria proposta para sua formulação.

Já em relação às providências para promover a acessibilidade no edifício sede, a unidade auditada apresenta diversos itens que atendem às normas e garantem acesso universal, como a presença de rampas, banheiros, largura das portas e dos corredores, etc.

Em resumo, as ações promovidas pelo órgão são suficientes para que o edifício sede do MME ofereça autonomia a todos os seus usuários, mas há oportunidade para ampliação das medidas de promoção da acessibilidade, por meio de políticas inclusivas, promoção de seminários e divulgação de informações na intranet do órgão.

2.7 Avaliação do Cumprimento das Determinações/Recomendações do TCU

O escopo de auditoria quanto a este tópico abrangeu a avaliação do cumprimento dos acórdãos para a UJ considerando a seguinte questão de auditoria:

- *Caso haja uma determinação específica do TCU à CGU para ser verificada na AAC junto à UPC, a mesma foi atendida?*

A metodologia consistiu no levantamento da relação de acórdãos que deram entrada na Secretaria Federal de Controle Interno - SFC e que estavam pendentes de verificação. Além disso, foi realizado levantamento no site do TCU dos Acórdãos emitidos em 2015 com determinação para as unidades organizacionais do MME e com citação para que o controle interno verificasse posteriormente seu atendimento.

Verificou-se que em 2015 não houve nenhuma determinação expressa para que a SFC/MTFC acompanhasse, no âmbito da auditoria anual de contas, o cumprimento das determinações exaradas pela Corte de Contas ao Ministério.

2.8 Avaliação do Cumprimento das Recomendações da CGU

Com o objetivo de avaliar o atendimento às recomendações expedidas pelo controle interno para o MME, as quais eram consideradas, no início de 2015, como pendentes de atendimento, consultamos os Planos de Providências Permanentes das unidades da estrutura do Ministério, exceto SPOA, bem como analisamos as informações do Relatório de Gestão de 2015, os documentos encaminhados a este órgão de controle no decorrer desta auditoria e a Nota Técnica nº 218/2015/DIENE/DI/SFC/CGU-PR.

Além disso, o órgão de controle interno e o MME realizaram, em 05 de julho de 2016, reunião para discutir os Planos de Providências Permanente – PPP das secretarias finalísticas da



unidade (SPE, SEE, SGM e SPG).

Em razão do caráter transversal de algumas das recomendações que compunham o PPP das secretarias finalísticas, o órgão de controle e a unidade auditada acordaram que seriam consolidadas e direcionadas à Secretaria Executiva do MME as recomendações (originalmente direcionadas à SPE, SEE, SGM e SPG) relativas aos seguintes temas: indicadores de gestão, recursos humanos, cargos e funções e regimento interno.

Das recomendações analisadas, no total de **52 (cinquenta e duas)**, **4 (quatro)** foram canceladas por perda de objeto ou porque os assuntos já estão sendo tratados por outras recomendações, consideramos atendidas **9 (nove)**, restando **39 (trinta e nove)** ainda pendentes de atendimento. Destas **39 (trinta e nove)** pendentes, **26 (vinte e seis)** foram consolidadas em **3 (três)** recomendações (as quais foram direcionadas para a Secretaria Executiva do MME), o que resultou em um saldo de **16 (dezesesseis)** recomendações ainda pendentes de atendimento (as 3 consolidadas mais as 13 não consolidadas).

Em relação às **9 (nove) recomendações consideradas atendidas**, listadas no quadro a seguir, levamos em consideração as informações, os argumentos e a documentação apresentada pelas Unidades do MME, após a reunião de 05 de julho supramencionada, e o fato de os objetos dessas recomendações serem pontuais, e para as quais foram adotadas ações que sanaram os problemas que deram causa às mesmas. Não obstante, os temas objetos dessas recomendações continuarão fazendo parte dos escopos de ações de controle futuras, as quais considerarão a conclusão do planejamento estratégico desse órgão, bem como a atualização do seu regimento interno e da sua estrutura organizacional.

Quadro 8: Recomendações consideradas atendidas.

TEMA	Ordem de Serviço/ Constatação	Recomendação/ Unidade do MME
MACROPROCESSOS	OS 201406138/ Item 1.1.1.2 - Inconsistências na estruturação dos macroprocessos em relação aos objetivos estratégicos do PPA, na vinculação com as competências regimentais e no atingimento dos resultados alcançados.	Recomendação 1: Reavaliar a estruturação dos macroprocessos finalísticos da área de mineração, levando em consideração os objetivos estratégicos e as competências vinculadas a Unidade, para um melhor alcance dos resultados. SGM
APURAÇÃO DE METAS	OS 201406138/ Item 1.1.2.2 - Inconsistências na apuração das Metas Intermediárias da SGM.	Recomendação 1: Incluir no cálculo das Metas apuradas todos os indicadores que foram fixados nas Metas a serem alcançadas, ainda que a Meta tenha alcançado um resultado nulo ou baixo, explicitando, o máximo possível, a apuração do resultado das Metas alcançadas. SGM
MONITORAMENTO DE RESULTADOS	OS 201406134/ Item 3.1.2.1 - Fragilidades na estrutura de controles internos relacionadas ao processo "Monitoramento dos Resultados Quantitativos e Qualitativos" da SPG/MME.	Recomendação 1: Sistematizar, com suporte do AECI do MME, as principais atividades e tarefas indispensáveis ao adequado monitoramento dos resultados dos seus objetivos e ações, definindo um cronograma de ações necessárias para padronização dessas atividades e tarefas, com prazos e responsáveis por cada etapa.



		SPG
ATENDIMENTO AOS ÓRGÃOS DE CONTROLE	OS 201406134/ Item 3.1.1.1 - Não atendimento às recomendações do Relatório de Auditoria Anual de Contas nº 201109302.	Recomendação 1: Normatizar uma sistemática de gestão das demandas dos órgãos de controle interno e externo, levando em consideração o fluxo de atividades a serem desenvolvidas, indicando responsáveis, prazos e definindo procedimentos de controle, visando ao acompanhamento, avaliação e atendimento às recomendações e determinações do TCU/CGU. SPG
ATENDIMENTO AOS ÓRGÃOS DE CONTROLE	OS 201406138/ Item 4.1.1.1 - Não atendimento às recomendações do Relatório de Auditoria Anual de Contas nº 201109029.	Recomendação 1: Normatizar uma sistemática de gestão das demandas dos órgãos de controle interno e externo, levando em consideração o fluxo de atividades a serem desenvolvidas, indicando responsáveis e definindo procedimentos de controle e avaliação do atendimento ao TCU e à CGU. SGM
PRESTAÇÃO DE CONTAS DE CONVÊNIOS	OS 201406138/ Item 3.1.1.1 - Informações desatualizadas em relação às transferências voluntárias e não disponibilização dos Termos de Cooperação firmados pela SGM no sítio eletrônico do MME, em desacordo com a Lei de Acesso à Informação.	Recomendação 1: Atualizar as informações do sítio eletrônico do MME, referentes aos instrumentos de transferência voluntária, firmados pela SGM, bem como demais informações gerais sobre convênios e instrumentos congêneres, em atendimento à Lei de Acesso à Informação e à orientação da STN/MF e da SOF/MP. SGM
PRESTAÇÃO DE CONTAS DE CONVÊNIOS	OS 201406138/ Item 3.1.1.2 - Fragilidades no procedimento de cobrança das prestações de contas de instrumentos de transferências voluntárias para o atendimento aos prazos estabelecidos nos instrumentos e em normativos.	Recomendação 1: Estabelecer procedimento e responsáveis no âmbito da SGM pela cobrança das prestações de contas das transferências voluntárias firmadas, com o objetivo de garantir a observância dos prazos estabelecidos em normativos por parte dos órgãos e entidades que recebem recursos da Secretaria mediante transferências voluntárias. SGM
PRESTAÇÃO DE CONTAS DE CONVÊNIOS	OS 201406138/ Item 3.1.1.3 - Inadequação na gestão das transferências voluntárias quanto à análise efetuada pela unidade com relação às prestações de contas apresentadas pelas convenientes e ao atendimento às condições para a celebração/formalização dos instrumentos.	Recomendação 1: Instituir procedimentos, como, por exemplo, a adoção de listas de verificação (check lists), para o controle de recebimento e análise prévia dos documentos exigidos em normativos para a celebração de instrumentos de transferências voluntárias e prestações de contas, de forma a garantir que toda a documentação seja entregue e encontre-se válida quando da assinatura dos instrumentos e da análise da prestação de contas. SGM



PRESTAÇÃO DE CONTAS DE CONVÊNIOS	OS 201405763/	Recomendação 1: Apresentar plano de ação contendo cronograma das atividades, de forma que as contas sejam analisadas e concluídas, eliminando assim o passivo de contas a se analisar.
	Item 3.1.1.2 - Descumprimento dos prazos legais de análise das contas e encerramento dos respectivos convênios no âmbito da Secretaria de Energia Elétrica – SEE/MME.	SEE

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria.

Quanto às **16 (dezesseis) recomendações ainda consideradas não atendidas**, as apresentamos nos quadros a seguir.

Quadro 9: Recomendações dirigidas à SPE

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO		
Ordem de Serviço	Constatação	Recomendação
201406133	3.1.1.1 - Descumprimento dos prazos legais de análise das contas e encerramento dos respectivos convênios no âmbito da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético - SPE/MME.	Recomendação 1: Por se tratar de grande passivo de contas a analisar atrasadas, que a Unidade Examinada atente para os prazos e procedimentos acordados no Plano de Ação com vistas à sua execução de forma tempestiva e completa.

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria.

Quadro 10: Recomendações dirigidas à SEE

SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA		
Ordem de Serviço	Constatação	Recomendação
201109019	1.2.2.1 - Deficiência no planejamento e execução do PRC do Prodeem, em razão da não observância das recomendações do Controle Interno e não acatamento das recomendações e determinações do Acórdão 598/2003 – TCU Plenário.	Recomendação 1: Promova imediata elaboração de arcabouço normativo necessário e suficiente para possibilitar a implementação da transferência patrimonial dos Ativos do Programa.
201109019	1.2.2.1 - Deficiência no planejamento e execução do PRC do Prodeem, em razão da não observância das recomendações do Controle Interno e não acatamento das recomendações e determinações do Acórdão 598/2003 – TCU Plenário.	Recomendação 2: Na execução remanescente do convênio com a Eletronorte, ainda em vigência, priorize as atividades de identificação e inventário dos equipamentos existentes, retirada dos equipamentos, onde se fizer necessário, revitalização e armazenagem em estoque, para subseqüente utilização nos projetos especiais do Luz para Todos.
201109019	1.2.2.1 - Deficiência no planejamento e execução do PRC do Prodeem, em razão da não observância das recomendações do Controle Interno e não acatamento das recomendações e determinações do Acórdão 598/2003 – TCU Plenário.	Recomendação 3: Adote providências no sentido de concluir e encerrar os convênios com Chesf, Furnas e Eletrosul, ainda em vigência.
201109019	1.2.2.1 - Deficiência no planejamento e execução do PRC do Prodeem, em razão da não observância das recomendações do Controle Interno e não acatamento das recomendações e determinações do Acórdão 598/2003 – TCU Plenário.	Recomendação 5: Promova a integração das atividades do PRC/Prodeem com o Programa Luz para Todos, conforme previsto no Manual de Operacionalização do Programa, preferencialmente no âmbito dos projetos especiais, de acordo com o Manual de Projetos Especiais, instituído pela Portaria nº 60, de 12/02/2009.



201405763	1.1.1.2 - Fragilidade no monitoramento das obras da Copa.	Recomendação 1- Incluir no monitoramento das obras do PMIS, relacionadas ao atendimento a grandes eventos, sistemática de monitoramento que permita a disponibilização de informações gerenciais sobre o andamento das obras.
201405763	1.1.1.2 - Fragilidade no monitoramento das obras da Copa.	Recomendação 2: Incluir mecanismos de controles que garantam o cumprimento das recomendações emanadas pelo MME no que se refere ao atendimento à garantia de suprimento de energia elétrica a grandes eventos.
201405763	1.1.1.2 - Fragilidade no monitoramento das obras da Copa.	Recomendação 3: Disponibilizar o resultado das discussões com a ANEEL e ONS sobre a melhor maneira de realizar o monitoramento das obras do PMIS.
201405763	1.1.1.2 - Fragilidade no monitoramento das obras da Copa.	Recomendação 4: Apresentar as conclusões do Grupo de Trabalho criado pelo CMSE, na sua 135ª reunião, sobre as melhorias e adequações necessárias na regulamentação e procedimentos de monitoramento das obras de distribuição em função do conjunto de situações vivenciadas durante o monitoramento das obras da Copa FIFA de 2014.

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria.

Quadro 11: Recomendações dirigidas à SPG

SECRETARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS RENOVÁVEIS		
Ordem de Serviço	Constatação	Recomendação
201406134	1.1.2.1 - Não cumprimento da meta I do objetivo 0053 do PPA 2012-2015.	Recomendação 1: Agir na articulação com o CNPE de forma a provocar sua atuação para o estabelecimento de diretrizes que possam melhor nortear a adequada elaboração do plano plurianual de rodadas de licitação de novas áreas.
201406134	1.1.2.1 - Não cumprimento da meta I do objetivo 0053 do PPA 2012-2015.	Recomendação 2: Elaborar um plano plurianual de realização das futuras rodadas de licitação, para os regimes de concessão e partilha.

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria.

Quadro 12: Recomendações dirigidas à SE

SECRETARIA EXECUTIVA		
TEMA	Nº de Recomendações Consolidadas	Recomendação
INDICADORES DE GESTÃO	12	Recomendação 1: Concluir o processo de desenvolvimento e implantação do Planejamento Estratégico do MME, bem como de instituição de indicadores de gestão atinentes às suas atividades finalísticas (item 1.1.1.1. deste Relatório de Auditoria).
RECURSOS HUMANOS	9	Recomendação 2: Realizar levantamento da necessidade de pessoal de cada área do MME, contemplando todas as atribuições legais e competências necessárias para desenvolver tais



		atribuições, encaminhando os resultados desse levantamento ao Ministério do Planejamento.
CARGOS E FUNÇÕES E REGIMENTO INTERNO	5	Recomendação 3: Elaborar proposta de estrutura organizacional, incluindo a distribuição de cargos e funções, e de regimento interno que esteja de acordo com as competências institucionais atribuídas por lei ao MME, submetendo tal proposta à apreciação do Ministério do Planejamento e à Casa Civil.
RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES (Nota Técnica nº 218/2015/DIENE/DI/SFC/CGU-PR) (Indefinição dos fundamentos e diretrizes que serão utilizados na prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica).		Recomendação 4: Não se furte de submeter ao mercado e à sociedade as condições e critérios de prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, avaliando a plausibilidade das contribuições recebidas, e acatando-as, quando aplicáveis Recomendação 5: No prazo de 60 (sessenta) dias, apresente o plano de ação detalhado aplicável à prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica.

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria.

Em relação às recomendações assinaladas acima como pendentes de atendimento, pôde-se verificar que, em regra, as Unidades do MME estão adotando providências para o efetivo atendimento às mesmas, em que pese os problemas constatados ainda não tenham sido solucionados por completo. Por outro lado, verifica-se que algumas ações necessárias para o atendimento dessas recomendações dependem de decisões e ações que não são da competência e da responsabilidade da unidade. Não obstante, este MTFC continuará realizando o acompanhamento permanente das ações do MME, em especial da Secretaria Executiva, com vistas ao atendimento pleno de todas as recomendações.

2.9 Avaliação do CGU/PAD

Com o objetivo de avaliar se a instância de correição do MME cumpre o disposto na Portaria CGU nº 1.043/2007, foram verificadas as informações presentes no Relatório de Gestão, no qual o gestor informa a quantidade de processos instaurados no âmbito da Pasta.

Em consulta ao sítio do CGU-PAD na internet é possível confirmar que consta o coordenador ministerial e o administrador responsável pela gestão do Sistema CGU-PAD no âmbito do MME. A Política de Uso do Sistema CGU-PAD, no âmbito do ministério, publicada por meio do anexo à Portaria MME nº 292, de 19 de outubro de 2007, também encontra-se disponibilizada na internet².

Com base nas informações prestadas pela unidade, contendo relação dos processos administrativos instaurados (Processos Administrativos Disciplinares - PAD's e Sindicâncias), verificou-se que os processos disciplinares no âmbito do MME foram cadastrados no sistema CGU-PAD.

Considerando que, no exercício em análise, foram instaurados um PAD e uma sindicância investigativa, quantitativo não elevado, e não foram identificadas falhas no cadastramento dos processos no CGU-PAD, é possível afirmar com razoável certeza que a

²

<http://www.cgu.gov.br/assuntos/atividade-disciplinar/cgu-pad/sobre-o-sistema/normas/politicas-de-uso/politica-de-uso-mme.pdf>



estrutura existente no ministério é suficiente para gerenciar os processos instaurados e promover o devido uso do sistema CGU-PAD.

2.10 Ocorrências com dano ou prejuízo

Entre as análises realizadas pela equipe, não foi constatada ocorrência de dano ao erário.

3. Conclusão

Eventuais questões formais que não tenham causado prejuízo ao erário, quando identificadas, foram devidamente tratadas por Nota de Auditoria e as providências corretivas a serem adotadas, quando for o caso, serão incluídas no Plano de Providências Permanente ajustado com a UJ e monitorado pelo Controle Interno. Tendo sido abordados os pontos requeridos pela legislação aplicável, submetemos o presente relatório à consideração superior, de modo a possibilitar a emissão do competente Certificado de Auditoria.

Os servidores listados a seguir que não tiveram suas assinaturas apostas neste relatório não estavam presentes, quando da geração deste documento, por motivo previsto legalmente. No entanto, atuaram efetivamente como membros da equipe responsável pela ação de controle.

Brasília/DF, de julho de 2016.

Nome: BARBARA DE SA GUIMARAES DUARTE PENALOZA

Cargo: ANALISTA DE FINANÇAS E CONTROLE

Assinatura:

Nome: EDUARDO REIS SOARES

Cargo: ANALISTA DE FINANÇAS E CONTROLE

Assinatura:

Nome: MAIRA CERVI BARROZO DO NASCIMENTO

Cargo: ANALISTA DE FINANÇAS E CONTROLE

Assinatura:

Nome: RODRIGO CARVALHO GONCALVES

Cargo: ANALISTA DE FINANÇAS E CONTROLE

Assinatura:



Nome: TIAGO LUCAS DE OLIVEIRA AGUIAR
Cargo: ANALISTA DE FINANÇAS E CONTROLE

Assinatura:

Relatório supervisionado e aprovado por:

Coordenador-Geral de Auditoria da Áreas de Minas e Energia



1 GESTÃO OPERACIONAL

1.1 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

1.1.1 RESULTADOS DA MISSÃO INSTITUCIONAL

1.1.1.1 CONSTATAÇÃO

Ausência de planejamento estratégico e de indicadores de gestão.

Fato

Integrou o escopo da presente auditoria, a avaliação de todos os indicadores de gestão instituídos pela Unidade Prestadora de Contas - UPC após a emissão do Relatório de Auditoria CGU nº 201406142, que apresentou os resultados da avaliação da gestão do MME, relativa ao exercício de 2013.

Os indicadores instituídos foram analisados a partir dos aspectos constantes nos subitens "a" a "e" do item 3 do Anexo II à Decisão Normativa TCU nº 147/2015, listados a seguir:

- a) capacidade de representar, com a maior proximidade possível, a situação que a UPC pretende medir e de refletir os resultados das intervenções efetuadas na gestão;
- b) capacidade de proporcionar medição da situação pretendida ao longo do tempo, por intermédio de séries históricas;
- c) confiabilidade das fontes dos dados utilizados para o cálculo do indicador, avaliando, principalmente, se a metodologia escolhida para coleta, processamento e divulgação é transparente e replicável por outros agentes, internos ou externos à UPC;
- d) facilidade de obtenção dos dados, elaboração do indicador e de compreensão dos resultados pelos usuários da informação;
- e) razoabilidade dos custos de obtenção do indicador em relação aos benefícios da medição para melhoria da gestão da unidade.

Buscou-se responder, dessa forma, a seguinte questão de auditoria: os novos indicadores instituídos pelo MME atendem aos requisitos de completude, utilidade, comparabilidade, confiabilidade, acessibilidade e economicidade?

Em primeiro lugar, foram avaliados os indicadores associados às atividades finalísticas e, em seguida, às atividades meio.

- **Indicadores associados às atividades finalísticas**

Em 2014, o órgão de controle interno já havia realizado uma avaliação acerca dos indicadores utilizados pelo Ministério. De acordo com a análise gerencial consignada no Relatório de Auditoria nº 201406142³:

Cabe mencionar que, segundo informações da Secretaria-Executiva, a construção e a implementação de indicadores de gestão estão condicionadas à elaboração e conclusão do Planejamento Estratégico do Ministério de Minas e Energia que se encontra em andamento naquele Ministério.

Em que pese ser fundamental a existência de um Planejamento Estratégico baseado na governança, nada impede que cada Secretaria possa elaborar indicadores de desempenho

³ Referente à Auditoria Anual de Contas do MME – Gestão 2013.



da gestão que meçam a execução das políticas públicas que estão sob suas responsabilidades e que tais resultados subsidiem os trabalhos relativos à elaboração do Planejamento Estratégico do Ministério.

Buscando verificar se, nesses últimos dois anos, a UPC avançou em relação ao tema, solicitou-se o envio do planejamento estratégico (ou documento similar) aprovado pela instância de governança da unidade. Além disso, questionou-se à Secretaria Executiva se foram instituídos, nos anos de 2014 e 2015, novos indicadores para aferir o desempenho da unidade.

Por meio do Memorando nº 8/2016-AEGE/SE-MME⁴, de 11 de abril de 2016, a Assessoria Especial de Gestão Estratégica – AEGE, que integra a estrutura da Secretaria-Executiva, assim se posicionou:

Item 2 "Enviar o Plano Estratégico (ou documento similar) aprovado pela instância de governança da unidade"

Resposta:

O Ministério de Minas e Energia não possui um sistema de Planejamento Estratégico estruturado (integrado e sistematizado), capaz de contemplar os diversos planos setoriais desenvolvidos em seu âmbito de atuação. Em razão disso, o Ministério considera como seus objetivos, aqueles definidos no Plano Plurianual, priorizados em consonância com seus Planos Setoriais e com as diretrizes emanadas do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

Não obstante, o Ministério está contratando, por intermédio do Banco Mundial, empresa de consultoria para desenvolver e implantar um Planejamento Estratégico Institucional, conforme o Termo de Referência-TR/ MME nº 43.

Para esse objetivo, foi disponibilizado recursos no valor de R\$ 2.680.612,44 (dois milhões, seiscentos e oitenta mil, seiscentos e doze reais e quarenta e quatro centavos) no Programa de Trabalho nº 10.32.101.25.572.2119.13E4.0001. O processo licitatório encontra-se em análise técnica de proposta.

Item 4 "Novos Indicadores para Aferir o Desempenho da Gestão da Unidade"

Resposta:

Com a implantação do Planejamento Estratégico, que está em fase de contratação, o Ministério deverá implantar uma nova estrutura de gestão, com novos objetivos, metas e indicadores.

Verifica-se, portanto, que o Ministério ainda não possui um planejamento estratégico estruturado para o *“desenvolvimento de processos, técnicas e atitudes administrativas que possibilitem avaliar as implicações futuras de decisões presentes, de modo a reduzir a incerteza envolvida no processo decisório e, conseqüentemente, aumentar a probabilidade de alcance dos objetivos e desafios estabelecidos pela e para a organização, maximizando resultados e minimizando deficiências”*⁵.

Para agravar a situação, a UPC não possui indicadores capazes de mensurar o desempenho de suas áreas finalísticas. De acordo com a própria unidade, novos indicadores deverão ser implantados a partir da conclusão do planejamento estratégico da Pasta. Como visto, no entanto, esse argumento foi utilizado também na última auditoria.

⁴ Memorando anexo ao Ofício nº 089/2016-SE-MME, de 11 de abril de 2016.

⁵ Governança Pública: referencial básico de governança aplicável a órgãos e entidades da administração pública e ações indutoras de melhoria / Tribunal de Contas da União. – Brasília: TCU, Secretaria de Planejamento, Governança e Gestão, 2014.



Diante do cenário exposto, afigura-se necessário que a Secretaria-Executiva priorize a conclusão do processo de desenvolvimento e implantação do Planejamento Estratégico do MME, bem como a instituição de indicadores de gestão, o que poderá contribuir para o aperfeiçoamento da tomada de decisão e da governança no âmbito do Ministério.

- **Indicadores associados às atividades administrativas**

Em direção diversa, destaca-se que a UPC desenvolveu e implantou indicadores atinentes à área administrativa. Já, em 2013, o Relatório de Auditoria nº 201306259 destacou que os indicadores instituídos à época pela Subsecretaria de Planejamento, Orçamento e Administração – SPOA atendiam aos critérios avaliados naquela oportunidade: completude, comparabilidade, confiabilidade, acessibilidade e economicidade.

Acerca dos indicadores instituídos pela unidade nos últimos dois anos, por meio do Memorando nº 5/2016-CMA/SPOA-MME, de 11/04/2016, anexo ao Memorando nº 37/2016-SPOA/SE-MME, de 11/04/2016, foram prestadas as seguintes informações:

1. Em resposta ao Memorando Circular nº 5/2016- SPOA/SE/MME, de 7 de abril de 2016, apresento a Vossa Senhoria as informações sobre os indicadores de desempenho instituídos, em 2014 e 2015, no âmbito da Subsecretaria de Planejamento, Orçamento e Administração - SPOA, tendo em vista o atendimento ao item 4 da Solicitação de Auditoria nº 201600446/01-CGU.

Registros "a", "c" "e"

a) quais são os indicadores de desempenho da gestão instituídos e utilizados pelo MME, com a descrição do evento que se deseja medir (completude e seletividade);

c) quais as metas estabelecidas para cada indicador nos últimos exercícios - enviar série histórica (comparabilidade e utilidade);

e) qual a fórmula de cálculo utilizada para aferição de cada indicador (acessibilidade);

2. No mencionado período, a SPOA procedeu à apuração de seis novos indicadores, quais sejam:

- Índice de Editais de Licitação com Critérios de Sustentabilidade;
- Satisfação dos Servidores com Eventos de Capacitação;
- Consumo de Energia Elétrica do Bloco U;
- Consumo de Água do Bloco U;
- Atendimento aos Usuários Internos do Arquivo Central; e
- Atendimento aos Usuários do Sistema DocFlow.

2.1 Nesse sentido, o "CADASTRO DE INDICADOR" (conforme seis formulários em anexo) foi adotado como metodologia para identificar esses instrumentos destinados a mensurar o desempenho e aferir os resultados de serviços operados no âmbito dos macroprocessos de apoio: compras e contratos, recursos humanos e recursos logísticos.

2.2 Entre outros dados, o "Cadastro de Indicador" contém: (i) nome do indicador; (ii) descrição do indicador; (iii) objetivo do indicador (iv) fórmula de cálculo; (v) meta a ser atingida; (vi) origem dos componentes da fórmula de cálculo; (vii) faixa de aceitação (viii) área e responsável pela medição (ix) periodicidade de aplicação e de avaliação.

Registro "b"



b) a evolução dos resultados de cada indicador nos últimos exercícios – enviar série histórica (comparabilidade).

3. No Relatório Gerencial de Indicador de Desempenho (conforme seis relatórios em anexo) consta a evolução dos resultados de cada indicador, nos anos de 2014 e 2015. Assim nesses documentos estão compiladas as informações: (i) identificação do indicador; (ii) aferição dos resultados de acordo com periodicidade de avaliação; (iii) análise dos resultados observados nos referidos exercícios; (iv) evolução histórica; e (v) gráfico correspondente.

Registro "d"

d) se há algum custo atrelado à obtenção dos resultados de algum indicador (economicidade).

4. Sem custos adicionais no processo de aferição dos indicadores ora relacionados.

Registros "f" e "g"

f) se foram formalizados (documentos) planos detalhando as ações a serem realizadas para atingimento das metas do MME (confiabilidade).

g) se as unidades do MME possuem normativos que estipulem as orientações necessárias para implementação e monitoramento desses indicadores, e algum sistema (informatizado ou não) de monitoramento dos indicadores e metas (acessibilidade e confiabilidade)

5. Não há normativos sobre o assunto. A iniciativa de implementar os indicadores de desempenho teve por objetivo subsidiar a tomada de decisão e, ainda, avaliar a execução de serviços da área de competência da Subsecretaria de Planejamento, Orçamento e Administração.

5.1. A partir da fonte de dados, a aferição do desempenho dos indicadores é realizada mediante planilhas Excel/outros controles internos, a cargo do responsável pela apuração dos resultados na respectiva área de atuação. O "Cadastro de Indicador" é o recurso metodológico que orienta o mapeamento dos componentes de cada indicador.

Registro "h"

h) qual (is) os procedimentos adotados pelo MME nos casos em que os resultados dos indicadores apresentam desvios em relação às metas definidas, indicando eventuais ações corretivas (completude e utilidade)

6. A mensuração dos resultados dos seis indicadores utilizados no âmbito da SPOA permitiu identificar a necessidade de melhoria de serviços específicos e, sobretudo, a correção de possíveis disfunções na operação de procedimentos afetos aos referidos instrumentos. Além dos resultados apurados, que demonstram o uso dos indicadores pelos Gestores na tomada de decisão, os titulares das Coordenações-Gerais apresentaram as informações que evidenciam essa assertiva, relacionadas a seguir, por unidade administrativa.

6.1 No âmbito da Coordenação-Geral de Recursos Logístico, a unidade informa que:

i) no monitoramento do Consumo de Energia Elétrica no MME, quando o resultado aferido apresentar desvio em relação à meta estipulada, indicando que houve aumento de consumo de energia, é feita uma análise de diagnóstico das situações ocorridas e tomadas medidas corretivas naquelas em que a intervenção é possível, como gestão junto ao Restaurante, local identificado de alto consumo de energia, intensificação de campanhas de conscientização por meio de cartazes/folders/adesivos dispostos na edificação, comunicados da SPOA, por meio da intranet e, por fim, adoção de outras medidas restritivas no uso de equipamentos eletrodomésticos e alteração do horário de funcionamento do sistema de ar condicionado. Também é avaliado o consumo em comparação ao exercício anterior, para identificar variações e as possíveis causas que



justifiquem a elevação, como, por exemplo, introdução de novas cargas no edifício ou situações/comportamento de desperdício a fim de desenvolver ações de cunho educativo.

ii) no monitoramento do Consumo de Água, quando o resultado aferido apresentar desvio em comparação com a meta estipulada, indicando que houve aumento de consumo de água, podendo ser em decorrência de alguma obra/serviços em execução no MME e/ou no MTur, desperdício/mau uso por parte do usuário ou da empresa de limpeza, desempenho insatisfatório da manutenção preventiva, ou que as medidas de economia na irrigação de jardins ou na lavagem de veículos, não tiveram êxito. Assim, é feita uma análise de diagnóstico das situações elencadas e tomadas medidas corretivas naquelas em que a intervenção é possível, intensificado as campanhas de conscientização e de caráter educativo por meio de cartazes/folders/adesivos dispostos na edificação e envio de comunicados da SPOA pela intranet. Também é avaliado o consumo em comparação ao exercício anterior, para identificar variações e as possíveis causas, que justifiquem a elevação.

iii) no caso do Atendimento aos Usuários Internos do Arquivo Central, quando os resultados alcançados forem inferiores à meta pretendida, como aceitável, são reexaminados os procedimentos para recuperação de documentos no Arquivo Central e corrigidos os desvios que comprometeram a gestão.

iv) no Atendimento aos Usuários do Sistema Docflow, na ocorrência do índice aferido ficar abaixo da faixa esperada, a Unidade de Gestão de Documentos avalia os casos de atendimentos fora de prazo máximo de 20 minutos e identifica se são referentes às correções de erros de usuários e (ou) falta de conhecimento sobre a execução de tarefas rotineiras no sistema. Tais situações são solucionadas com o treinamento dos usuários no uso da ferramenta.

6.2 Por parte da Coordenação-Geral de Recursos Humanos, a unidade informa: quando o indicador "Satisfação dos Servidores com Eventos de Capacitação" apresentar desvio em relação à meta definida, será adotada uma revisão dos procedimentos de elaboração do evento envolvendo toda a equipe da área de Capacitação. Os dados levantados/informações colhidas na revisão de todo o processo, ações de correção ou ajustes serão aplicados na elaboração dos próximos eventos.

6.3 A Coordenação-Geral de Compras e Contratos informa que o indicador "Índice de Editais de Licitação com Critérios de Sustentabilidade", criado em 2014, sempre esteve acima da meta estabelecida, de 80%, atingindo os 100%.

Registro "i"

i) Qual metodologia é adotada para estabelecimento das metas associadas aos indicadores (deve haver uma relação entre indicadores e metas. Simplesmente definir indicadores e apresentar os resultados no final do exercício não leva a melhorias nos processos e produtos que estão sendo medidos pelos indicadores) (utilidade)

7. No processo de estabelecimento das metas dos indicadores, são considerados desempenhos anteriores e demais componentes de cada indicador a ser implementado.

Registros "j" e "k"

j) há alguma análise crítica formalizada dos resultados dos indicadores (notas técnicas, relatórios etc.), e como essas informações são divulgadas (acessibilidade)

k) a quem são apresentados os resultados dos indicadores e qual a periodicidade (utilidade e tempestividade)

8. A análise da aferição do indicador pela área responsável, parte do Relatório Gerencial a cargo de cada Coordenação-Geral, além de ser considerada pelo gestor na condução de ações no âmbito do respectivo processo organizacional, é submetida à avaliação do titular da Subsecretaria de Planejamento, Orçamento e Administração. Esse último procedimento ocorre por meio de reuniões gerenciais.



8.1 A aferição dos indicadores de desempenho da gestão é realizada pelas áreas responsáveis e consolidada pela Coordenação de Modernização Administrativa. No que se refere aos novos indicadores, o procedimento ocorre nos seguintes períodos:

(i) semestralmente (janeiro a junho), a fim de efetuar a avaliação parcial dos indicadores por meio de relatórios gerenciais;

(iii) no final de cada exercício, para avaliar o desempenho anual do indicador em relação aos exercícios anteriores, como subsídio ao processo decisório. O demonstrativo que agrega os resultados integra o Relatório de Gestão da SPOA.

A seguir, passa-se a análise dos novos indicadores instituídos pela SPOA, quais sejam: (i) Índice de Editais de Licitação com Critérios de Sustentabilidade; (ii) Satisfação dos Servidores com Eventos de Capacitação; (iii) Consumo de Energia Elétrica do Bloco U; (iv) Consumo de Água do Bloco U; (v) Atendimento aos Usuários Internos do Arquivo Central; e (vi) Atendimento aos Usuários do Sistema DocFlow.

Análise quanto à Completude

Os novos indicadores da SPOA refletem a expressão dos produtos essenciais da área de gestão dessa unidade e as situações que se pretende medir, considerando a amplitude e a diversidade de características dos fenômenos monitorados, resguardado o princípio da seletividade e da simplicidade.

Análise quanto à Utilidade

Pode-se verificar, a partir das informações prestadas pela unidade, que os novos indicadores estão sendo utilizados pelos gestores da SPOA para a tomada de decisões e que os mesmos estão sendo úteis para a gestão dos processos das áreas-meio do Ministério.

Análise quanto à Mensurabilidade

Avaliaram-se os indicadores quanto a aspectos de mensurabilidade (Acessibilidade, Comparabilidade, Confiabilidade e Economicidade), podendo-se observar que:

- os indicadores são capazes de proporcionar a medição da situação pretendida ao longo do tempo (por meio de séries históricas);
- existe confiabilidade das fontes dos dados;
- a metodologia escolhida para a coleta, processamento e divulgação dos dados é transparente e estruturada;
- a elaboração dos indicadores é de fácil compreensão;
- os dados são de fácil obtenção;
- os resultados são de fácil compreensão pelo público em geral; e
- há razoabilidade entre os custos de obtenção do indicador e o benefício para a melhoria da gestão (relação custo/benefício).

Estrutura dos indicadores

Por meio de análise documental, verificou-se que as variáveis/formas de cálculo dos indicadores são precisas e sem ambiguidade.

Sendo assim, a partir das informações prestadas e da análise da documentação fornecida pela unidade, conclui-se que os indicadores instituídos pela SPOA, após a realização da última auditoria de contas, atendem aos requisitos de completude, utilidade, comparabilidade, confiabilidade, acessibilidade e economicidade.



Causa

Falta de priorização do processo de desenvolvimento e implantação do planejamento estratégico, bem como da instituição de indicadores que mensurem o desempenho das áreas finalísticas do órgão.

Manifestação da Unidade Examinada

Em resposta à Solicitação de Auditoria nº 201600446/11, a SE/MME apresentou sua manifestação aos fatos por meio do Ofício nº 141/2016-SE-MME, de 2 de junho de 2016:

“(As informações a seguir foram extraídas da Nota Informativa nº 2/2016-AEGE/SE-MME, de 30 de maio de 2016.)

- 1. No que concerne à “Ausência do Planejamento Estratégico”, informa-se o que se segue:*
- 2. A ideia de um Planejamento Estratégico Institucional no MME remonta a novembro de 2010 quando, pela primeira vez, o TCU induziu a implantação desse instrumento aos Ministérios, conforme a descrição do conteúdo geral do Relatório de Gestão, referente ao ano de 2009 (Anexo II da DN TCU nº 108 de 24 de novembro de 2010).*
- 3. A partir desse momento, o MME iniciou a preparação e aplicação de cursos específicos, visando o desenvolvimento da mentalidade de um corpo técnico voltado para o Planejamento Estratégico.*
- 4. Foram ministrados cursos de Planejamento Estratégico, metodologia Balanced Scorecard pela Profa. Rossana Pavanelli (Processo nº 48000001221/2012-73), para 40 pessoas escolhidas pelas respectivas chefias do MME. Outro curso introdutório foi também ministrado àquela época referente à elaboração de indicadores de desempenho operacional.*
- 5. Note-se que esses cursos foram introdutórios ao assunto, visando instrumentalizar de forma básica alguns servidores do MME.*
- 6. Para a implantação propriamente dita de um Planejamento Estratégico, em 2012 foi iniciado a elaboração de um Termo de Referência para a Contratação de Consultoria capaz de auxiliar o MME no desenvolvimento e implantação de uma nova estrutura de planejamento, com recursos oriundos do Banco Mundial, no âmbito do projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral- Projeto Meta.*
- 7. A elaboração de um Termo de Referência dessa complexidade exigiu grande esforço dos técnicos do MME e o apoio das empresas do Setor Elétrico (Eletrobrás, Eletronorte, Eletrosul). Além disso, foi necessário um período em torno de um ano, para seu completo desenvolvimento.*
- 8. Durante esse período de elaboração do Termo de Referência, foi apresentada ao MME uma agenda de trabalho desenvolvida pelo Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão-MP, em conjunto com a empresa Simnetics, intitulado “Planejamento Estratégico e Modernização e Melhoria da Gestão Pública”.*
- 9. No âmbito dessa agenda foram realizadas oficinas de trabalho entre a Simnetics e Ministérios e, posteriormente, foram apresentados aos Ministérios participantes, os respectivos diagnósticos.*
- 10. Ao MME foi mostrada a situação atual (à época) referente à formulação e condução de sua estratégia de atuação sobre a gestão, as boas práticas desenvolvidas, os maiores desafios identificados, os pontos fortes e fracos e as recomendações de curto, médio e longo prazo, sobre o assunto.*
- 11. A ideia do MP, à época, era manter a contratação da empresa Simnetics para desenvolver o estudo do Planejamento Estratégico a todos os Ministérios interessados. Para isso, foi instituído*



um Sistema de Registro de Preços, gerenciado pelo MP, no qual os Ministérios deviam, previamente, assinar um Termo de Aceite.

12. Além dessa proposta básica que seria desenvolvida a todos os Ministérios interessados, cada nova demanda específica teria aumento de preço na proposta.

13. Pelo fato do MME já estar com o Termo de Referência, para o desenvolvimento do Planejamento Estratégico, praticamente pronto e adequado às suas especificidades, pelo alto custo da adesão à proposta apresentada pelo MP/Simnetics - e, também, pelo fato do Ministério não ter recursos disponibilizados no Orçamento para esse fim, o MME decidiu não participar dessa agenda, optando pelo desenvolvimento de seu Planejamento Estratégico, de forma independente.

14. Note-se que, desde a ideia de implantação do Planejamento Estratégico no MME, com o treinamento de pessoal e a elaboração exaustiva do TR, o assunto não sofreu interrupções significativas ao longo do tempo.

15. Foi necessário, porém, a alteração de parte do Termo de Referência (o qual já estava apresentado à Diretoria de Programa do MME e ao Banco Mundial), em decorrência da não renovação da licença do Software Hyperion que seria a Plataforma do Sistema. Houve, pois, a necessidade de se repetir a fase de análise de propostas técnicas, agora com a utilização da nova Plataforma eletrônica denominada ClickView. Além desse pequeno atraso, deve ser adicionado, também, o período de definição orçamentária.

16. Definida a nova Plataforma, apresentaram-se 14 empresas ao início do processo licitatório, para o item “Solicitação de Manifestação de Interesse”- SMI.

17. Dessas 14 empresas, 6 delas foram incluídas na Lista Curta. Daí, somente 3 empresas enviaram as propostas técnicas, as quais foram rejeitadas e tornadas inadequadas em função de falhas formais apresentadas.

18. Foi realizada então, uma nova chamada para essas empresas para a correção de falhas. Atualmente, o processo licitatório, para a escolha da empresa de consultoria, está na fase de análise das propostas técnicas.

19. Toda essa explanação é para informar que a implantação do Planejamento Estratégico Institucional no MME é de alta prioridade, desde a época da ideia inicial, pois este ministério reconhece esse instrumento como imprescindível para melhoria do planejamento e de sua governança corporativa.

20. No que concerne à “Ausência de Indicadores do MME”, informa-se que o MME selecionou, juntamente com a SPI/MP, uma série de indicadores setoriais para as áreas de energia e mineração, que são monitorados e informados ao Ministério do Planejamento visando subsidiar a avaliação dos Programas do PPA sob sua responsabilidade, quais sejam:

PROGRAMA: 2022 – Combustíveis

Participação da agricultura familiar no valor da produção do biodiesel;

- *Participação de biocombustíveis na matriz brasileira de combustíveis automotivos;*
- *Taxa da produção nacional de biodiesel sobre a demanda nacional de biodiesel;*
- *Taxa da produção nacional de etanol sobre a demanda nacional de etanol;*
- *Taxa de exportação de etanol sobre a produção nacional;*
- *Taxa de importação de gasolina A sobre o consumo interno;*
- *Taxa de importação de óleo diesel sobre o consumo interno;*



- *Taxa de importação de Querosene de Aviação - QAV sobre o consumo interno;*
- *Taxa de importação Gás Liquefeito de Petróleo - GLP sobre o consumo interno;*

PROGRAMA: 2041 - Geologia, Mineração e Transformação Mineral

- *Arrecadação da Contribuição Financeira pela Exploração Mineral – CFEM;*
- *Empregos diretos do setor de Mineração e Transformação Mineral;*
- *Exportações do setor de Mineração e Transformação Mineral;*
- *Grau de dependência do Brasil com relação ao fosfato;*
- *Grau de dependência do Brasil com relação ao potássio;*
- *Importações de agro minerais;*
- *Importações do setor de Mineração e Transformação Mineral;*
- *Participação da Mineração e Transformação Mineral no PIB brasileiro;*
- *Razão entre o volume exportado de minério de ferro e o volume exportado de aço*
- *Volume da produção de aço;*
- *Volume da produção de bens minerais metálicos - principais produtos;*
- *Volume da produção de bens minerais não metálicos principais produtos;*
- *Volume da produção de bens semimanufaturados metálicos de base mineral - principais produtos;*
- *Volume da produção de bens semimanufaturados não metálicos de base mineral - principais produtos;*
- *Volume da produção de minério de ferro;*
- *Volume da produção de minérios de elementos terras raras.*

PROGRAMA: 2053 - Petróleo e Gás

- *Despesa com Importação de Petróleo;*
- *Oferta Total de Gás Natural ao Mercado Interno;*
- *Participação do Gás Nacional na Oferta Total ao Mercado Interno;*
- *Participações Governamentais - Participações Especiais;*
- *Participações Governamentais – Royalties;*
- *Produção de Petróleo - Pré sal;*
- *Receita com Exportação de Petróleo;*
- *Reservas Provadas de Gás Natural;*
- *Reservas Provadas de Petróleo;*
- *Volume de Exportação de Petróleo;*
- *Volume de Importação de Gás Natural;*
- *Volume de Importação de Petróleo.*

PROGRAMA: 2033 - Energias Elétricas



- *Capacidade instalada de Geração de Energia Elétrica;*
- *Capacidade instalada de Transformação;*
- *Carga interrompida no Sistema Elétrico Brasileiro;*
- *Extensão de linhas de Transmissão;*
- *Índice Aneel de Satisfação do Consumidor – IASC;*
- *Índice de perdas no segmento de distribuição;*
- *Número de Unidades Consumidoras;*
- *Tarifa Média de Fornecimento de Energia Elétrica;*
- *Taxa de Expansão da Capacidade instalada de Geração de Energia Elétrica - Não Renováveis;*
- *Taxa de Expansão da Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica – Renováveis;*
- *Taxa de importação de energia elétrica;*
- *Taxa de participação das fontes primárias na matriz elétrica Biomassa;*
- *Taxa de participação das fontes primárias na matriz elétrica Carvão Mineral;*
- *Taxa de participação das fontes primárias na matriz elétrica Eólica;*
- *Taxa de participação das fontes primárias na matriz elétrica Gás;*
- *Taxa de participação das fontes primárias na matriz elétrica Hidráulica;*
- *Taxa de participação das fontes primárias na matriz elétrica Petróleo;*
- *Taxa de participação das fontes primárias na matriz elétrica Solar;*
- *Taxa de participação das fontes primárias na matriz elétrica Urânio.*

21. Além desses indicadores, o MME acompanha vários outros indicadores setoriais, por meio de Estudos e Boletins Internos, os quais apontam o grau de alinhamento das políticas públicas com os objetivos do Ministério (UPC). Dentre eles, destacam-se:

- *Balanco Energético Nacional;*
- *Boletins de Energia;*
- *Matriz Energética Nacional 2030;*
- *Plano Nacional de Energia 2030;*
- *Plano Nacional de Eficiência Energética;*
- *Metas de Desempenho Institucional do MME;*
- *Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico;*
- *Indicadores de Confiabilidade da Rede Básica;*
- *Indicadores de Continuidade dos Pontos de Controle da Rede Básica;*
- *Indicadores coletivos de continuidade e conformidade;*
- *Indicadores de Desempenho do Setor Mineral Brasileiro;*
- *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural;*
- *Boletim Mensal de Combustíveis Renováveis;*



- *Relatório Mensal do Mercado de Derivados de Petróleo;*
- *Estatísticas de Petróleo e Gás Natural;*
- *Boletim de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural;*
- *Boletim Anual de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural.*

(As informações a seguir foram extraídas da Nota Técnica nº 26/2016-DMSE/SEE-MME, de 1º de junho de 2016.)

22. Quanto à Constatação 1: “Ausência de planejamento estratégico e de indicadores de gestão”, o DMSE manifesta-se da seguinte forma:

23. Manifestação 1.1: O Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE da Secretaria de Energia Elétrica - SEE elaborou ao longo do segundo semestre de 2012 e primeiro trimestre de 2013 o Planejamento Estratégico – PE DMSE para o horizonte 2013-2017, em consonância com as diretrizes e orientações da SEE. Durante esse trabalho foram definidos o Credo (Missão, Visão e Valores) e o Mapa Estratégico 2013-2017 do DMSE. Posteriormente, as Coordenações-Gerais que compõem este DMSE realizaram o trabalho de priorização das ações e elaboraram os planos de ação e indicadores associados, a fim de cumprir com os objetivos e metas estipuladas. Encaminhamos em anexo material que ilustra o desenvolvimento do Planejamento Estratégico do DMSE para o horizonte 2013-2017 (ANEXO 1).”

De acordo com a ata da Reunião de Busca Conjunta de Soluções, realizada em 29 de junho de 2016:

[...]

A Unidade destacou ainda que a contratação do planejamento estratégico se encontra em andamento. A conclusão da implementação desse planejamento está prevista para 2018. A área de gestão estratégica ressaltou a necessidade de apoio da alta administração para a efetividade do planejamento após sua implantação.

Análise do Controle Interno

Em sua manifestação, a SE/MME apresentou o histórico do processo de contratação de empresa especializada para a implementação do planejamento estratégico, além de listar os indicadores setoriais utilizados para os segmentos de energia e mineração, os quais são monitorados e informados ao MP para subsidiar a avaliação dos Programas do PPA de sua responsabilidade. A Unidade encaminhou, ainda, documentação relacionada ao Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE/MME.

No entanto, mesmo levando-se em consideração as informações da manifestação da Unidade, verifica-se que a SE/MME ainda não concluiu o processo de planejamento estratégico, o qual deve contemplar todas as unidades do Ministério, bem como ser dotado de indicadores capazes de medir o desempenho de sua gestão, além dos indicadores relacionados às metas do PPA.

Reconhecemos que a unidade já realizou algumas ações no sentido de desenvolver e implantar seu planejamento estratégico, contudo, chamamos a atenção para a necessidade de que o MME (e seus colaboradores), em razão de sua importância como órgão supervisor de setores como energia elétrica, petróleo, gás e mineração, tenha clareza acerca dos objetivos a serem perseguidos no curto, médio e longo prazo.



Além de ter clareza em relação aos seus objetivos institucionais, faz-se necessário avaliar se tais objetivos estão ou não sendo atingidos. Por isso, o órgão de controle tem cobrado do MME o desenvolvimento de indicadores que, de fato, meçam se a unidade tem cumprido sua missão.

Em razão da concordância da unidade e pelo fato de não terem sido apresentados argumentos capazes de afastar o apontamento do controle interno, mantém-se a recomendação formulada no âmbito do relatório preliminar. Destaca-se que, conforme detalhado no item 2.1.1.2 desta parte do Relatório, a presente recomendação consolidará aquelas anteriormente direcionadas às secretarias finalísticas do MME e cujo foco era o desenvolvimento e a implantação de indicadores de gestão.

Recomendações:

Recomendação 1: Concluir o processo de desenvolvimento e implantação do Planejamento Estratégico do MME, bem como de instituição de indicadores de gestão atinentes às suas atividades finalísticas.

1.1.2 EFETIVIDADE DOS RESULTADOS OPERACIONAIS

1.1.2.1 CONSTATAÇÃO

Inexistência de avaliação dos custos e benefícios da política de Conteúdo Local no setor de petróleo e gás.

Fato

Conteúdo Local é a parcela de investimentos nacionais aplicados em determinados bens e serviços em um setor, ou seja, corresponde à parcela de participação da indústria nacional na produção desses bens/serviços.

Elevar os índices de conteúdo local nos contratos de Exploração e Produção de petróleo e gás natural é uma das metas do Objetivo 0063 do PPA 2012-2015 (Incentivar o desenvolvimento sustentável da indústria do petróleo e gás natural, com ações voltadas à capacitação e qualificação profissional, ao desenvolvimento tecnológico e ao conteúdo local).

De acordo com o art. 23 do Decreto nº 7.798, de 12 de setembro de 2012, que aprovou a estrutura regimental do MME:

Art. 23. À Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis compete:

[...]

XI - propor políticas públicas voltadas para o incremento da participação da indústria nacional de bens e serviços no setor de petróleo e gás natural;

Destaca-se que o órgão de controle interno já havia realizado uma avaliação acerca da condução da política de conteúdo local no setor de petróleo e gás pelo Ministério. De acordo com a análise gerencial consignada no Relatório de Auditoria CGU nº 201406142, referente à Auditoria Anual de Contas do MME – Gestão 2013:

Por fim, para a competência expressa no inciso XI daquele mesmo artigo, constatou-se que as políticas públicas voltadas para o incremento da participação da indústria nacional de bens e serviços no setor de petróleo e gás natural estão associadas à definição de índices mínimos de conteúdo local, e que, a UJ coordena as necessidades dos principais



interessados que são as associações representantes da indústria nacional, a ANP, a Petrobras e o Ministério, por meio de seus diversos órgãos.

Porém, verificou-se que a política carece de um estudo sobre a capacidade atual da indústria nacional que permita afirmar se ela tem condições ou não de suportar o aumento dos índices de conteúdo local ao longo do tempo, ou mesmo, de atender novas demandas oriundas de rodadas futuras. Segundo a SPG, esse estudo será elaborado no âmbito do Programa Nacional de Mobilização da Indústria de Petróleo e Gás Natural - PROMINP e concluído até o final de 2014.

O Objetivo 0053 do PPA 2012-2015 possuía 03 metas, discriminadas a seguir:

I- Definir plano plurianual para realização de rodadas de licitações (concessão e partilha);

II- Realizar estudos geológicos e geofísicos visando disponibilizar áreas para oferta em cada rodada de licitação; e

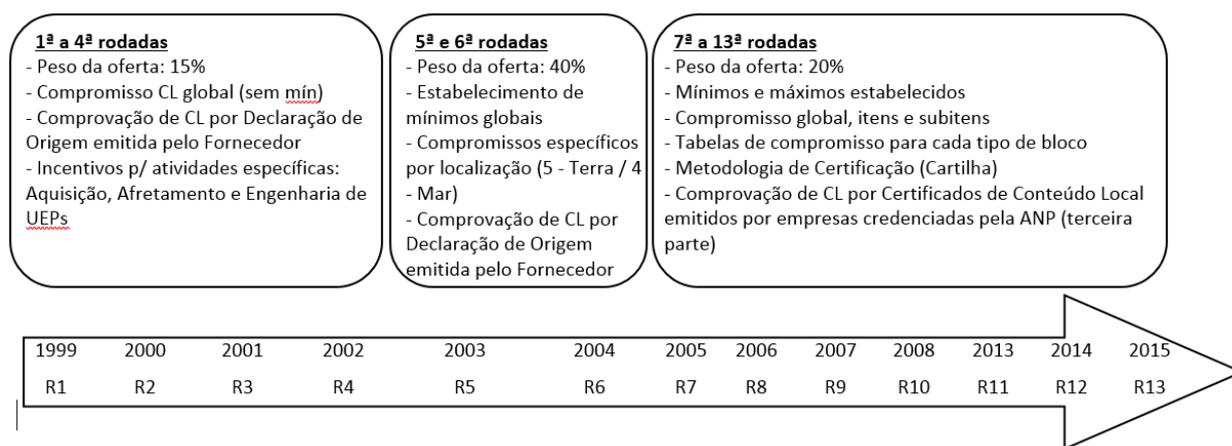
III- Revisar e atualizar o Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás a cada dois anos (2013 e 2015).

De acordo com o Relatório de Auditoria nº 201406142 (item 1.1.2.1 - Constatação: Não cumprimento da meta I do objetivo 0053 do PPA 2012-2015):

Um planejamento para realização das rodadas de licitação quer seja na modalidade partilha ou concessão, é de fundamental importância para indicar ao mercado a estabilidade da política neste setor, fortemente marcado pelos investimentos de grande materialidade e de longo prazo. Esta sinalização colabora para atrair as grandes empresas internacionais da indústria de petróleo de forma a dinamizar e ampliar os investimentos no país, permitindo inclusive que a indústria nacional tenha informações necessárias para realizar os aportes de investimentos em capital e em qualificação de mão de obra necessários para o atendimento da política de conteúdo local mínimo nas áreas de exploração e produção de petróleo e gás.

A figura a seguir ilustra a evolução das regras e exigências de conteúdo local estabelecidas nos leilões de concessão de blocos realizados pela Agência Nacional do Petróleo – ANP.

Figura 1: Evolução das regras de Conteúdo Local ao longo das Rodadas de Concessão.

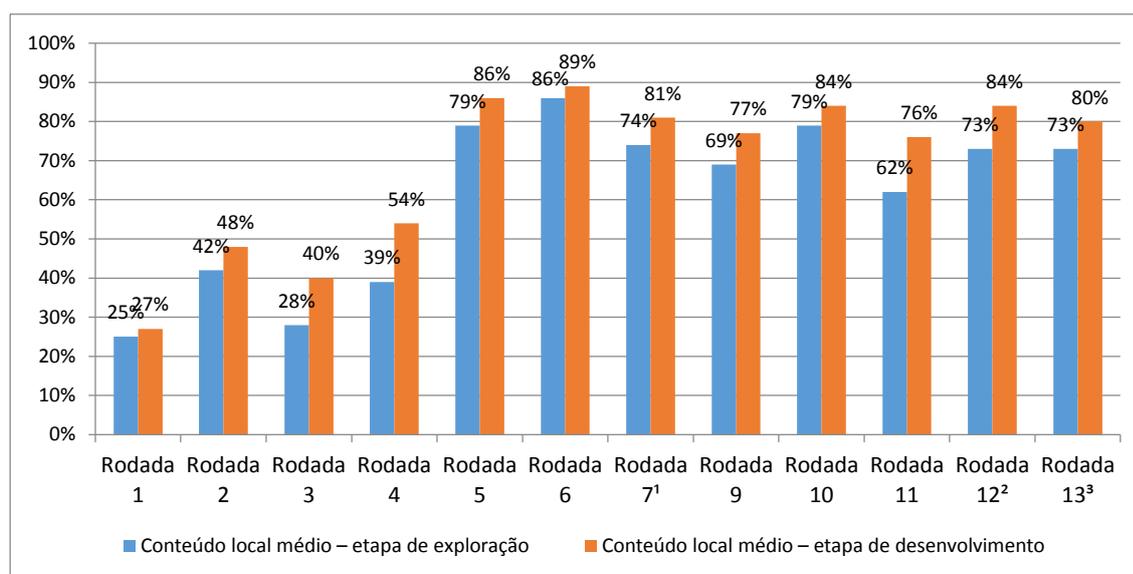


Fonte: Nota Técnica CCL/ANP nº 19/2015 – Apuração dos compromissos de conteúdo local por rodada - adaptado.

Já o gráfico a seguir contém os resultados das rodadas de licitação de blocos, mostrando o valor médio dos índices de conteúdo local ofertados pelos vencedores.



Gráfico 1: Resultado das rodadas de licitações de blocos por rodada.



Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria a partir de dados do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2015, ANP.

Em relação aos dados do gráfico acima, a ANP fez as seguintes observações:

1 – Nos resultados da 7ª rodada foram considerados apenas os dados de blocos com risco exploratório. Não foram incluídos os dados de acumulações marginais.

2 – Até dezembro de 2015, 63 contratos de concessão relativos à 12ª rodada haviam sido assinados e 9 estão suspensos por força de liminar judicial. Também por força de decisão judicial, a Diretoria Colegiada da ANP anulou a assinatura do contrato de concessão referente ao bloco PN-T-597 (Resolução de Diretoria nº 828/2015). Portanto, os dados contidos neste gráfico referem-se aos 61 contratos de concessão assinados nos dias 15 de maio e 06 de junho de 2014 e ao contrato de concessão referente ao bloco AC-T-8, assinado em 26 de setembro de 2014.

3 – A 13ª rodada foi composta de duas etapas, sendo a primeira relativa a blocos exploratórios e a segunda relativa a áreas inativas com acumulações marginais. Os dados contidos neste gráfico dizem respeito exclusivamente à 13ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios e se referem aos 32 contratos de concessão assinados em 23 de dezembro de 2015, 25 de janeiro e 03 de fevereiro de 2016. Os contratos de concessão referentes aos blocos REC-T-152, REC-T-164, REC-T-178, REC-T-236 e REC-T-180 tiveram a data de assinatura prorrogada para até o dia 04/04/2016, conforme decisão da Diretoria da ANP publicada no DOU do dia 19/02/2016.

No que se refere ao contrato firmado em decorrência do leilão do campo de Libra no Pré-Sal (1ª rodada no regime de partilha de produção), realizado em 2013, os percentuais de conteúdo local são de 37% para a fase de exploração e 55% e 59%, para as fases de desenvolvimento com primeiro óleo até 2021 e a partir de 2022, respectivamente.

Cabe salientar que, no modelo de concessão de blocos exploratórios (Lei nº 9.478/1997), os índices de CL são ofertados pelos participantes no momento da licitação, a partir de uma tabela de CL com valores mínimos e máximos para itens e subitens, além de um valor global para a fase de exploração e para a fase de desenvolvimento da produção. De forma diferente, no modelo de partilha de produção (Lei nº 12.351/2010), a tabela com os valores mínimos de CL que irão constar no contrato é estabelecida de forma prévia no edital de licitação.

O Relatório de Gestão do MME traz a seguinte análise situacional no que se refere ao atingimento da meta “Elevar os índices de conteúdo local nos contratos de Exploração e Produção”:



Na 13ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios para petróleo e gás natural, ocorrida em outubro de 2015, foram introduzidos aprimoramentos nas tabelas de exigências de conteúdo local para águas rasas, acima de 100 metros, e águas profundas. Outros aprimoramentos introduzidos, tendo por base o processo de regulação e fiscalização da Política de Conteúdo Local implementada pela ANP, buscaram estabelecer mecanismos para evitar eventual caracterização de reserva de mercado.

Na segunda etapa da 13ª Rodada, ocorrida em dezembro de 2015, foram licitadas áreas com acumulações marginais de petróleo e gás e mantida a sistemática de conteúdo local. Porém, tendo em vista, as características intrínsecas da atividade, que envolvem baixos volumes de recursos financeiros, comparativamente aos blocos exploratórios, entende-se que deverão ser estudadas exigências específicas para esses campos, como forma também de aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte.

Em atendimento à Portaria MME nº 451/2015, relativa à nova Política de E&P, a SPG coordenou a elaboração de uma minuta de resolução CNPE com as propostas do GT formado para disciplinar a política de conteúdo local.

Além disso, a SPG coordenou, em 2015, Grupo de Trabalho com a participação do MDIC, MCTI, ANP, BNDES, ABDI e IBP, que apresentou proposta para aprimoramento da Política de Conteúdo Local, com objetivo de valorar os ganhos advindos com o desenvolvimento de fornecedores, pesquisa, desenvolvimento e inovação (P&D&I) e competitividade. Essa proposta evoluiu para uma minuta de decreto presidencial sobre o tema, que foi analisado pela Casa Civil/PR. Assim, o Decreto Presidencial nº 8.637, de 15 de janeiro de 2015, instituiu o “Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural – PEDEFOR”.

Questionada acerca da forma pela qual a Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis (SPG) monitora a política de CL e acompanha o atingimento dos índices mínimos exigidos nos editais de concessão e de partilha de produção, a Secretaria enviou a Nota Informativa nº 2/2016-DEPG/SPG-MME, de 12/04/2016, do Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural – DEPG, cujos principais pontos destacamos a seguir.

De acordo com o DEPG, no ano de 2015, o MME monitorou a atual política de CL por meio da troca de informações com a ANP, a partir de notas técnicas encaminhadas à Agência. Citou como exemplo os aprimoramentos propostos para essa política na 13ª rodada, os quais são descritos na Nota Técnica nº 21-2015-DEPG/SPG-MME, de 02/07/2015, encaminhada à Agência por meio do Ofício nº 057/2015-SPG-MME, de 03/07/2015.

Pode-se verificar que, por meio da Nota Técnica nº 21-2015-DEPG/SPG, o Ministério propôs à ANP que, na 13ª rodada de licitações de blocos, (i) incluísse mecanismo para neutralizar eventual variação temporal dos pesos previstos para os investimentos das atividades de E&P, entre o momento da oferta e o da efetiva apuração e (ii) adequasse alguns percentuais mínimos de CL das tabelas de compromisso, para evitar a caracterização de reserva de mercado e para atualizá-los à realidade da época:

Critérios para avaliação das ofertas de Conteúdo Local

6. Segundo os critérios vigentes nos regulamentos da ANP, o percentual global de conteúdo local na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento da produção, objeto de apuração na oferta no momento da licitação, é calculado a partir dos percentuais de conteúdo local ofertados para cada um dos itens e subitens relacionados nas tabelas de compromisso, **ponderados pelo peso do referido item e subitem no investimento previsto para a respectiva atividade** (exploração ou desenvolvimento da produção). O peso de cada item deve ser proposto pelo licitante com base no custo total do empreendimento.

7. Embora os concessionários possuam experiência em projetos de E&P, a fase de exploração costuma durar entre 3 e 7 anos e um projeto de desenvolvimento pode demorar



até 15 anos para ser concluído, podendo haver, por consequência, mudanças relevantes nos preços relativos aos bens, sistemas e serviços ofertados no momento do leilão.

8. Diante disso, há alta probabilidade de que **os pesos estimados no momento do leilão não sejam os mesmos efetivamente realizados ao fim de cada fase**. Para minimizar distorções que possam ocorrer sobre o compromisso global, mantendo os compromissos apresentados no leilão, sugere-se que sejam estabelecidos procedimentos, pela ANP, que permitam **neutralizar a variação relativa de preços após a licitação**.

9. Além dessa questão dos preços, existe a possibilidade de que o contratado venha a devolver o bloco anteriormente à conclusão de todas as atividades previstas nas tabelas de compromisso de conteúdo local para a fase exploratória e etapa de desenvolvimento da produção. Nesse caso, a ANP deverá introduzir ainda mecanismo para **desonerar o contratado dos compromissos ofertados e que não tiveram consecução devido à interrupção de atividades e devolução do bloco**, ou seja, para apurar o que foi realmente executado no bloco vis a vis aos compromissos assumidos até sua devolução à União.

10. Somando-se a essas questões, a ANP deverá também adequar a regulamentação e as cláusulas de Conteúdo Local do contrato de concessão para sanar problemas identificados junto ao afretamento de UEPs, de modo que o contratado seja obrigado a apresentar informações sobre os bens de uso temporal, como é o caso dos afretamentos de UEPs, da forma como compromissado nos itens e subitens das tabelas de compromisso para a etapa de desenvolvimento da produção. Dessa forma, o contratado deverá cumprir o CL prometido e apresentar as informações correspondentes, independentemente do bem ou sistema ser próprio ou afretado de terceiros.

Do Cálculo da Nota de Conteúdo Local

11. No cálculo da Nota de Conteúdo Local (NCL) permanece a sistemática adotada pela ANP para a 11ª Rodada de Licitações, onde o licitante avaliará um peso para cada um dos itens das tabelas de compromisso, de acordo com o projeto que vislumbra para a área, de modo que sua oferta percentual de CL se situe entre os valores globais (mínimo e máximo) estabelecidos para a exploração e desenvolvimento da produção nos diferentes ambientes (localização do bloco), conforme Quadro 1 (valores praticados para a 11ª Rodada).

[...]

12. Assim, a NCL obtida no momento da licitação continuará sendo utilizada para a definição do vencedor de cada bloco na 13ª Rodada, juntamente com aquelas relativas às ofertas a título de bônus de assinatura e Programa Exploratório Mínimo - PEM, bem como os compromissos a esse título serão cobrados à época das respectivas apurações. Dessa forma, o compromisso de CL que integrará os contratos de concessão será aquele relativo às ofertas para os valores globais dos sistemas e aqueles relativos aos diferentes itens e subitens das tabelas de compromisso. **(Grifos no original)**

Na Nota Informativa nº 2/2016-DEPG/SPG-MME, o DEPG/SPG informou que o acompanhamento do atingimento dos índices mínimos de CL é feito pela ANP a partir das informações prestadas pelos operadores acerca dos gastos incorridos na exploração e produção (E&P) e dos respectivos certificados de conteúdo local das aquisições de bens, sistemas e serviços, processo esse que foi regulamentado pelo órgão regulador a partir da 7ª rodada, realizada em 2005. Ainda de acordo com o DEPG/SPG:

[...] Entretanto, considerando-se a longa maturação dos projetos de exploração e produção (E&P), a Agência conseguiu juntar informações para uma análise ainda preliminar somente para os itens da fase exploratória, cujos investimentos são de menor monta quando comparados àqueles da etapa de desenvolvimento da produção. Nos investimentos associados à etapa de desenvolvimento da produção, que envolvem a aquisição de unidades estacionárias de produção (UEPs) e equipamentos de *subsea*, as informações sobre o atingimento dos percentuais contratados desses itens ainda não



alcançou volume razoável de certificados, tendo em vista que poucos projetos, oriundos dos blocos ofertados a partir da 7ª Rodada, atingiram essa etapa até o presente momento.

No caso da partilha de produção, a Nota Informativa nº 2/2016-DEPG/SPG-MME ressalta que *“a SPG coordenou reuniões com as entidades representativas da indústria nacional de petróleo e gás natural, como operadoras de petróleo (Petrobras), empresas, associações empresariais, federações das indústrias, ANP, Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC) e outros para a definição desses índices. Nessas reuniões, houve debate sobre as exigências para itens e subitens das tabelas, tendo o resultado sido consubstanciado na Nota Técnica nº 35/2013-DEPG/SPG-MME, de 19.06.2013 (Anexo 3), que trata da definição dos índices de Conteúdo Local para a primeira rodada de licitação sob o regime de partilha de produção.”*

De acordo com o DPEG/SPG, os índices acordados passaram a integrar o contrato assinado entre a União e os vencedores da licitação ocorrida em 2013, sob o regime de partilha de produção, e o avanço obtido nessas discussões para a estrutura das tabelas de CL foi incorporado posteriormente, com os devidos ajustes, àquelas utilizadas na realização da 13ª rodada (modalidade de concessão) em 2015.

No que se refere ao monitoramento dos percentuais atingidos no regime de partilha, o referido Departamento informou que (i) ainda não existe uma massa crítica de informações para tais avaliações e (ii) as discussões empreendidas na revisão do Contrato de Cessão Onerosa, que encontram-se em andamento (com participação do MME, da ANP e da Petrobras), contribuirão para que o Ministério avalie as exigências a serem feitas no que se refere a CL nas próximas rodadas de licitações na modalidade de partilha da produção.

A Secretaria ressaltou que: (i) coube ao MME garantir que o cumprimento da política de CL fosse observado nas rodadas de licitações de blocos exploratórios de petróleo e gás natural que foram realizadas a partir da publicação da Resolução CNPE nº 08/2003 e que (ii) como o regramento para disciplinar o assunto foi editado pela ANP somente em 2005, a partir da 7ª rodada, o qual previa ainda um período de transição de 150 dias até que todas as regras entrassem em vigor, os contratos firmados a partir do citado ano não atingiram ainda massa crítica de informações para uma análise acurada dos benefícios e custos da política.

A partir do exposto, verifica-se que o MME monitora a política de conteúdo local basicamente por meio da interação com a ANP e que as análises existentes em relação ao atingimento dos índices de CL, até o momento, são preliminares e concentradas nos investimentos da fase exploratória. Para a fase de desenvolvimento da produção, de acordo com a unidade, não haveria um volume razoável de certificados para realizar tais análises, posto que poucos projetos ofertados a partir da 7ª rodada⁶ teriam alcançado esse estágio até o momento.

As informações enviadas pela SPG indicam, ainda, que não existem até o momento estudos ou avaliações acerca dos benefícios e dos custos gerados pela Política de Conteúdo Local no setor de petróleo e gás. Destaca-se que a própria SPG havia informado, quando da realização em 2014 da última auditoria anual de contas, que esse estudo seria elaborado no âmbito do Programa Nacional de Mobilização da Indústria de Petróleo e Gás Natural - PROMINP e que o mesmo seria concluído até o final de 2014.

Dessa forma, afigura-se necessário que seja realizado um estudo para avaliar os benefícios e custos da política de conteúdo local, bem como aprofundar as questões relativas ao atingimento dos índices de CL pelos vencedores das rodadas de licitações de blocos já realizadas.

⁶ A partir de 2007 passou a vigorar o Sistema de Certificação do Conteúdo Local (Resoluções ANP nºs 36, 37, 38 e 39/2007) no setor de petróleo e gás.



Causa

Mecanismos incipientes de acompanhamento da política de conteúdo local.

Manifestação da Unidade Examinada

Em resposta à Solicitação de Auditoria nº 201600446/11, a SE/MME apresentou sua manifestação aos fatos por meio do Ofício nº 141/2016-SE-MME, de 2 de junho de 2016:

“(As informações a seguir foram extraídas da Nota Informativa nº 6/2016-DEPG/SPG-MME, de 24 de maio de 2016.)

*24. No que concerne à Constatação 2 do anexo à essa Auditoria, no item “Fato”, é feita uma descrição abrangente acerca da evolução do Conteúdo Local do setor petrolífero, envolvendo o arcabouço regulatório, os planos plurianuais e os relatórios de gestão e as auditorias anteriores daquele órgão de controle. Citando como “Causa” os “mecanismos incipientes de acompanhamento da política de conteúdo local”, a CGU faz a seguinte “Recomendação 1” sobre esse tema: **“realizar um estudo para avaliar os custos e os benefícios da política de conteúdo local, abordando, ainda, o percentual de atingimento dos índices de CL pelos vencedores das rodadas de licitações de blocos já realizadas”.***

25. Sobre esse assunto, convém reforçar-se, conforme já informado na Nota Informativa nº 004/2016/DEPG/SPG-MME, mencionada no item “Fato” da citada Recomendação, que a SPG/MME têm envidado esforços para viabilizar a realização de estudo no âmbito do PROMINP, sobre a capacidade da indústria nacional, de modo a possibilitar a elaboração de um plano plurianual de rodadas de licitações (com a utilização também do Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás). Esse estudo objetiva atender ao disposto no inciso I, art. 9º, da Lei nº 12.351/2010 (Lei da Partilha), que estabelece como competência do CNPE propor ao Presidente da República o seguinte:

*I - o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção, observando-se a política energética e o **desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços;***

26. Dessa forma, faz-se premente a realização de tal estudo, o qual, juntamente com a política energética (cuja proposta já foi encaminhada ao Conselho, como resultado dos trabalhos do GT criado pela Portaria MME nº 451/2015), venha a possibilitar o estabelecimento do ritmo de contratação de blocos sob o regime de partilha de produção. O referido estudo, conforme já mencionado na Nota Informativa nº 004/2016/DEPG/SPG-MME, não foi elaborado até o momento por restrições orçamentárias.

*27. Da mesma forma, entende-se como importante a contratação de um outro estudo, nos moldes daquele recomendado pela CGU em sua presente Solicitação de Auditoria, de modo a possibilitar a avaliação de custos e benefícios da política de conteúdo local. Para tanto, acredita-se que seja relevante **concluir primeiramente o estudo sobre a capacidade da indústria** fornecedora nacional, com vistas a que seus resultados possam permitir uma análise mais acurada de eventuais problemas para o atingimento dos índices percentuais de CL comprometidos nas rodadas de licitações de blocos já realizadas.*

28. Para a realização desse novo estudo, faz-se importante ainda, preliminarmente, como mencionado na Nota Informativa anterior, que se atinja massa crítica de informações para os contratos firmados a partir de 2005 quando da realização da 7ª Rodada, possibilitando uma análise mais acurada dos benefícios e custos da política, principalmente em relação aos bens e serviços relativos à etapa de desenvolvimento da produção dos empreendimentos petrolíferos.



29. Ciente da importância desses estudos, a SPG/MME tem atuado, com o apoio deste Departamento, para que sejam viabilizados recursos para suas realizações. Infelizmente, dada a crise atual, esses recursos se esvaíram, principalmente aqueles que seriam oriundos das coligadas, como é o caso da Petrobras, principal financiadora do PROMINP.

30. Para contornar tal problema, a SPG/MME avalia submeter as propostas para as realizações desses estudos no âmbito do “Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural – PEDEFOR”, instituído pelo Decreto nº 8.637, de 15 de janeiro de 2016, onde a Secretaria possui assento nos Comitês Diretivo e Técnico-operacional. O Programa é integrado pelos seguintes órgãos e entidades: I - Casa Civil da Presidência da República; II - Ministério da Fazenda; III - Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; IV - Ministério de Minas e Energia; V - Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação; VI - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP; VII - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES; e, VIII - Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP. Dessa forma, espera-se não somente ampliar as possibilidades de financiamentos para suas realizações, mas também propiciar que tais órgãos e entidades, incluindo suas coligadas, possam contribuir com suas expertises para imprimir aos estudos uma abrangência adequada às suas respectivas finalidades.”

De acordo com a ata da Reunião de Busca Conjunta de Soluções, realizada em 29 de junho de 2016:

“A SPG confirma que ainda não há avaliação estruturada acerca dos benefícios e custos da política de conteúdo local no setor de petróleo e gás e atingimento dos índices mínimos, tendo concordado que há a necessidade de se realizar um estudo para avaliar tais aspectos.

No entanto, destacou que o monitoramento dessa política se enquadra dentro de um processo de longo prazo. A unidade informou que há um nível razoável de informação âmbito da etapa de E&P, mas ainda não há informações sobre a etapa de desenvolvimento.

A UPC destacou que a legislação impõe a necessidade de que a capacidade da indústria nacional em fornecer bens e serviços seja avaliada nas licitações de blocos. Citou, ainda, que existe iniciativa junto a associações da indústria para realização de um estudo acerca da competitividade e geração empregos em decorrência da política.

A UPC informou ainda que espera que o PEDEFOR possa ampliar o processo de discussão da política, de forma a propiciar o seu aprimoramento, e que, a partir dos seus resultados, o CNPE poderá avaliar os encaminhamentos necessários para o aperfeiçoamento da política.

Ressaltou, por fim, que são muitos os itens e variáveis que devem ser avaliados para dimensionar o real custo-benefício de medidas de conteúdo local.”

Em sua manifestação ao Relatório Preliminar, a qual se deu por meio do Memorando nº 323/2016-SPG-MME, de 1º de julho de 2016, a SPG informou que *“acata a recomendação 1 do órgão de controle presentes no Relatório Preliminar nº 201600446 – Gestão MME 2015 [...]”*. A SPG também encaminhou ao MTFC a Nota Informativa nº 012/2016/DEPG/SPG-MME, de 4 de julho de 2016, contendo a seguinte argumentação:

“6. Ainda sobre a necessidade de se realizar estudos sobre a capacidade da indústria nacional para os investimentos previstos no setor de petróleo e gás natural, o Órgão de controle sugere, como forma de contornar a falta de recursos, que os estudos poderiam ser realizados, na medida do possível, pelos servidores das carreiras de infraestrutura e de políticas públicas e gestão governamental lotados no Ministério, contando com insumos fornecidos pelas associações de agentes que atuam no setor, além do apoio da EPE e da ANP.



7. Sobre esse assunto, há que se destacar a instituição do “Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural – PEDEFOR”, feita pelo Decreto nº 8.637, de 15.01.2016, cuja implementação dar-se-á por meio da criação de incentivos aos fornecedores no País e de bonificação aos operadores, a partir de concessão de Unidades de Conteúdo Local – UCL, para atividades previstas no Decreto. Dentre as atribuições dos Comitês desse Programa, conforme inciso X, art.3º, desse Decreto, consta a de “solicitar análise de impacto das medidas adotadas”. Dessa forma, a SPG/MME atua no sentido de que tais estudos possam ser orientados no âmbito do Programa, dada a sua pluralidade de participantes, o que a tornaria uma instância adequada para discussão de futuros aprimoramentos à Política de Conteúdo Local.”

Análise do Controle Interno

A Unidade concordou com a necessidade de se realizar estudos sobre a capacidade da indústria nacional em realizar os investimentos previstos no setor de petróleo e gás natural, estabelecidos a partir da fixação de índices de conteúdo local nas licitações de blocos. Destacou, ainda, que os recursos para a realização dos estudos se escassearam em virtude da crise econômica atual.

Em que pesem as dificuldades de ordem orçamentária atualmente verificadas, é extremamente importante que sejam realizados estudos para avaliar (i) os custos e os benefícios da política de conteúdo local e (ii) o percentual de atingimento dos índices de CL pelos vencedores das rodadas de licitações de blocos já realizadas.

Como forma de contornar a falta de recursos, os estudos poderiam ser realizados, na medida do possível, pelos servidores das carreiras de infraestrutura e de políticas públicas e gestão governamental lotados no Ministério, contando com insumos fornecidos pelas associações de agentes que atuam no setor, podendo incluir a Petrobras, além do apoio da EPE e da ANP.

Em razão da concordância da unidade e pelo fato de não terem sido apresentados argumentos capazes de afastar o apontamento do controle interno, mantém-se a recomendação formulada no âmbito do relatório preliminar.

Recomendações:

Recomendação 1: Realizar estudos para avaliar (i) o percentual de atingimento dos índices de conteúdo local pelos vencedores das rodadas de licitações de blocos já realizadas e (ii) os custos e os benefícios da política de conteúdo local no setor de petróleo e gás.

1.1.2.2 CONSTATAÇÃO

Intempestividade da publicação e desatualização dos instrumentos de planejamento de longo e médio prazo que definem a política de expansão do setor elétrico.

Fato

A EPE elabora diversos estudos para subsidiar o planejamento eletroenergético a cargo do MME, destacando-se o Plano Nacional de Energia – PNE (longo prazo) e o Plano Decenal de Energia – PDE (médio prazo).



- **Plano Decenal de Energia**

Em relação ao PDE, três problemas foram detectados pela equipe de auditoria: (i) atraso na publicação do planejamento de médio prazo do setor eletroenergético, (ii) desatualização de alguns parâmetros utilizados para a elaboração do planejamento e (iii) constantes alterações nas datas de previsão de entrada em operação de novos empreendimentos.

O PDE deve ser atualizado anualmente, contemplando o período de 10 anos subsequentes à sua publicação. No entanto, a equipe de auditoria verificou que os planos decenais têm sido publicados de maneira intempestiva.

A aprovação dos PDEs 2012-2021 e 2013-2022 se deu apenas no ano seguinte ao primeiro ano do período de estudo. Já os planos decenais 2014-2023 e 2015-2024 foram aprovados ao final do primeiro ano do horizonte do estudo.

Ou seja, na prática os estudos têm contemplado apenas 9 anos de análises prospectivas, tendo em vista que os planos são publicados com cerca de um ano de atraso e, em consequência disso, já nascem desatualizados.

A título ilustrativo, as Portarias de aprovação dos planos decenais dos últimos 4 anos são discriminadas no quadro a seguir:

Quadro 1: Portarias de aprovação dos Planos Decenais de Expansão.

Plano Decenal	Portaria de Aprovação
PDE 2012-2021	Portaria MME nº 107, de 25 de março de 2013.
PDE 2013-2022	Portaria MME nº 32, de 24 de janeiro de 2014.
PDE 2014-2023	Portaria MME nº 655, de 16 de dezembro de 2014.
PDE 2015-2024	Portaria MME nº 555, de 28 de dezembro de 2015.

Fonte: Elaborado pelo MTFC.

Para o PDE, verificou-se que, em se tratando de um plano que é elaborado anualmente, a retroalimentação se dá de forma contínua, sendo os estudos dos anos anteriores os pontos de partida para a atualização anual. Constatou-se que em 2009 essa atualização não foi realizada, ocasionando uma pequena descontinuidade no planejamento de médio prazo. No entanto, em 2010 a atualização do PDE foi novamente retomada.

Em relação aos parâmetros utilizados no planejamento, chama atenção a desatualização do Custo do Déficit e do CME.

No PDE 2015-2024, documento aprovado pela Portaria MME nº 555, de 28/12/2015, adotou-se um Custo de Déficit de 3.150,00 R\$/MWh e um CME de 139 R\$/MWh. No entanto, a Nota Técnica EPE-DEE-NT-023/2015-r0, de 19/02/2015, já indicava que o valor do patamar único de custo de déficit mais apropriado para uso nos estudos de planejamento energético seria de R\$ 3.250,00/MWh e a Nota Técnica EPE-DEE-RE-043/2015-r0, de 09/03/2015, apresentou um valor de CME de 154 R\$/MWh, para utilização a partir de sua publicação.

Há de se salientar que um dos principais parâmetros de entrada dos modelos computacionais utilizados no planejamento do setor elétrico é o Custo do Déficit, que tem por objetivo valorar em termos econômicos o montante de energia não suprida ao sistema por insuficiência de oferta de geração.

De acordo com artigo publicado na Revista de P&D nº 3 da ANEEL, intitulado “A pesquisa e o desenvolvimento sob a ótica do mercado de energia elétrica”:

A curva de Custo do Déficit utilizada atualmente foi definida por meio da Resolução nº 109, de 24 de janeiro de 2002, da extinta Câmara de Gestão da Crise de Energia (CGE), com base nas informações de Matriz Insumo-Produto, publicada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), em 1996. A metodologia buscava valorar a perda econômica decorrente do contingenciamento do consumo de energia elétrica por meio da



avaliação da elasticidade do Produto Interno Bruto (PIB) com relação ao consumo de energia elétrica.

Desde então, a curva de Custo do Déficit de energia elétrica tem sido atualizada anualmente pela ANEEL, via resolução homologatória, com base na variação do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI), conforme estabelecido pela Resolução ANEEL n.º 682, de 23 de dezembro de 2003.

Assim, na forma atual, o Custo do Déficit é dimensionado por uma metodologia que não guarda relação direta com o custo da expansão do sistema elétrico e não contempla eventos importantes para o setor, tal como o efeito do racionamento de energia elétrica dos anos de 2001 e 2002 e as alterações na matriz energética brasileira, que incluem o crescimento da participação de geração termelétrica e a atual conjuntura recessiva mundial, verificada a partir do último trimestre de 2008. **(Sem grifos no original)**

Destaca-se que a ANEEL instituiu um Projeto de P&D Estratégico intitulado “Metodologia de Elaboração da Função de Custo do Déficit”. A expectativa é que os resultados desse projeto poderão subsidiar a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP⁷ na redefinição da curva do custo do déficit.

Ainda sobre esse assunto, cumpre destacar que o TCU determinou ao MME, por meio do Acórdão n.º 1171/2014-TCU-Plenário, que apresentasse ao Tribunal plano de ação, acompanhado de cronograma, para elaboração e conclusão dos estudos necessários à definição da curva do custo do déficit de energia.

Merece destaque, ainda, o fato de que as previsões para entrada em operação nos planos decenais sofrem constantes alterações. Por exemplo, a UHE São Luiz do Tapajós (8.040 MW), maior usina prevista no planejamento decenal, tinha previsão de entrada em operação comercial em dezembro/2018 no PDE 2012-2021. No PDE 2013-2022, essa previsão passou para janeiro/2019 e no PDE 2014-2023, agosto/2020. Já no PDE 2015-2024, essa usina está prevista para entrar em operação somente em 2021. Situação similar foi verificada em outras usinas, como Jatobá (2.338 MW) e Itapiranga (725 MW).

- **Plano Nacional de Energia**

No que tange ao planejamento estratégico de longo prazo, que foi materializado principalmente por meio do Plano Nacional de Energia – PNE 2030, o mesmo não foi atualizado desde sua publicação inicial em novembro de 2007. No entanto, verificou-se que foi iniciado em 2013 o processo de atualização do PNE, por meio do lançamento do Termo de Referência – TDR⁸ do PNE 2050, o qual possuía o seguinte cronograma de execução:

⁷ A CPAMP foi instituída por meio da Portaria MME n.º 47, de 19 de fevereiro de 2008, e tem a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e CCEE.

⁸ Nota Técnica elaborada pela EPE intitulada DEA 05/13, de abril de 2013.



buscaram alcançar algum progresso, mas não há ainda o grau de convergência necessário para avaliar uma prospectiva de importância como a do PNE 2050, sendo um problema real de alinhamento com as expectativas. Em vista disso, atualizou-se a previsão de encerramento dos trabalhos para final de 2016. **(Sem grifos no original)**

No período de 2012 a 2015, o PPA previa que seriam realizados estudos de viabilidade de 4 usinas termonucleares. No entanto, o relatório de gestão indica que nenhum dos estudos foi realizado, informando tão somente que:

Com relação às usinas termonucleares, o CNPE definirá a política de expansão.

A ausência de uma atualização dos instrumentos de planejamento em prazos adequados pode gerar distorções para a expansão do setor eletroenergético nacional. A título de exemplificação, no PNE 2030 existem recomendações estratégicas que foram feitas antes da descoberta do petróleo no Pré-Sal, que necessitam ser atualizadas frente ao novo cenário que se configura com a descoberta das novas bacias petrolíferas, devendo-se considerar, ainda, a redução dos preços do petróleo no mercado internacional, dentre outros fatores. Ainda de acordo com a Nota Informativa da SPE:

4. Ressalta-se que o último PNE - **o PNE 2030 - foi publicado em novembro de 2007 e, desde então, ocorreram várias mudanças no ambiente energético que ensejam a necessidade de se reavaliar a estratégia de evolução do setor energético brasileiro no longo prazo.** Representam exemplos dessas mudanças a descoberta de expressivas reservas de petróleo e gás natural no Pré-sal, a descoberta de reservas de xisto betuminoso que podem ser usadas na produção de gás de xisto (*Shale gas*), o aumento do comprometimento brasileiro e internacional para evitar as mudanças climáticas, e a redução nos custos de geração de energia eólica no Brasil. **(Sem grifos no original)**

Nesse sentido, o PNE 2050 deverá trazer diretrizes sobre importantes temas da agenda setorial. Dentre eles, merecem destaque os seguintes assuntos listados no TDR:

- i) Definição do potencial hidrelétrico aproveitável da Amazônia;
- ii) Impactos da redução da capacidade de armazenamento do parque hidrelétrico e análise da confiabilidade do suprimento de potência e do atendimento à demanda de ponta do Sistema Interligado Nacional - SIN a longo prazo;
- iii) Cota máxima de segurança para a participação das fontes renováveis na matriz elétrica (eólica, biomassa, solar e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs);
- iv) Tecnologias, custos e perdas na transmissão de energia elétrica à longa distância;
- v) Geração distribuída (estimativa da parcela de demanda atendida por autoprodução, cogeração, sistemas fotovoltaicos, etc.);
- vi) Integração energética com outros países;
- vii) Papel da energia nuclear (considerando riscos e elevação de custos pós-Fukushima);
- viii) Potencial e papel do gás natural para a geração termelétrica; e
- ix) Expansão da malha de transporte e distribuição de gás natural.

• **Considerações adicionais**

A ocorrência de discontinuidades nos instrumentos de planejamento de médio e longo prazo e/ou a ausência de atualização dos mesmos podem expor o setor eletroenergético a diversos riscos, na medida em que as análises contidas nos planos não contemplariam as mudanças nas condições de contorno que tem se verificado nos setores de petróleo e gás e energia elétrica nos últimos anos.



Assim, a equipe de auditoria entende que deve ser priorizada a conclusão dos estudos relativos ao PNE 2050, devendo ser elaborado um cronograma indicando a data de conclusão de cada um dos produtos a serem entregues, de forma a refletir no planejamento setorial de longo prazo as alterações que foram verificadas desde 2007 no panorama nacional e na geopolítica energética mundial.

Ademais, faz-se necessário que seja definida uma periodicidade de publicação também para as atualizações nos estudos de longo prazo, a exemplo do que já é feito para os planos decenais, ou ao menos gatilhos que disparem o processo quando da ocorrência de alterações significativas no cenário de referência sob o qual foi elaborado o planejamento anterior.

Destaque-se que, por meio do Relatório de Auditoria CGU nº 201500115, verificou-se que alguns projetos desenvolvidos pela EPE em 2015 tiveram o prazo de conclusão postergado, inclusive aqueles relativos ao envio das minutas do PNE e do PDE ao Ministério.

De acordo com o documento “*Balanço de 2014 e Perspectivas para 2015 do Planejamento Estratégico Ciclo 2012 – 2015*”, aprovado na reunião de diretoria da EPE realizada em março/2015, a previsão de envio da minuta do PDE 2024 ao MME sofreu um atraso de dois meses, passando de março/2015 para maio/2015. Já a minuta do PNE 2050, que estava prevista para ser enviada ao MME em dezembro de 2014, somente seria encaminhada em novembro de 2015, com um atraso de 11 meses.

Ainda de acordo com o Relatório supracitado, o indicador gerencial da EPE do envio da minuta do PNE 2050 ao MME foi classificado com grau de atenção, uma vez que, de acordo com aquela empresa, a conjuntura do setor elétrico dificultou a viabilização de reuniões com o Ministério para tratar de estudos de longo prazo.

Isso posto, para que haja uma governança adequada do Ministério acerca do processo de elaboração dos instrumentos de planejamento energético do país afigura-se necessário delimitar claramente as atribuições e responsabilidades de cada instituição nesse processo.

Causa

Falhas no processo de planejamento da expansão de médio e longo prazo do setor elétrico.

Manifestação da Unidade Examinada

Em resposta à Solicitação de Auditoria nº 201600446/11, a SE/MME se manifestou por meio do Ofício nº 141/2016-SE-MME, de 2 de junho de 2016:

“(As informações a seguir foram extraídas da Nota Informativa nº 009/2016/DPE/SPE-MME, de 1º de junho de 2016.)

31. Com relação ao item “Plano Decenal de Energia”, são apresentadas as manifestações que se seguem.

(i) Atraso na publicação do planejamento de médio prazo do setor eletroenergético.

32. O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), elaborado com frequência anual, incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos no horizonte de 10 anos. Em relação ao histórico de divulgação do PDE nos últimos anos, os seguintes fatores devem ser levados em conta:



1) A elaboração do PDE reúne informações dos mais diversos agentes e, para estar o mais atualizado possível, sofre atrasos sempre que ocorrem alterações significativas nas perspectivas de expansão do setor energético.

2) Embora a aprovação do relatório final do PDE ocorra por meio de portaria do MME, o relatório do PDE é divulgado antes em consulta pública. Vale dizer que em termos de transparência à sociedade civil, o PDE apresenta diversos esforços de participação. Durante a sua realização, a construção dos cenários de oferta e demanda é construída, efetivamente, por meio de consultas setoriais, até porque de natureza técnica. A consulta pública final é apenas a última instância de participação geral e irrestrita. Nesta, recebe-se a colaboração de diversas entidades da sociedade civil, órgãos governamentais, empresas e agentes do setor energético. As sugestões pertinentes são incorporadas no relatório final do PDE corrente ou aplicadas no PDE seguinte. Em geral, tais modificações enriquecem o relatório final, mas não têm alterado substantivamente a expansão previamente indicada. As portarias do MME em relação às principais datas da consulta pública dos últimos PDE são discriminadas a seguir.

Quadro 1: Portarias de Divulgação de Consulta Pública do PDE

Plano Decenal	Portaria MME	Publicação no D.O.U.	Prazo Final para Contribuição	Número de dias da Consulta Pública
2010-2019	nº 512, de 03/05/2010	04/05/2010	02/06/2010	30
2011-2020	nº 344, de 01/06/2011 nº 441, de 18/07/2011	02/06/2011 19/07/2011	01/07/2011 30/08/2011	30 + 43 total = 73
2012-2021	nº 546, de 21/09/2012	24/09/2012	31/10/2012	38
2013-2022	nº 372, de 23/10/2013	24/10/2013	10/11/2013	18
2014-2023	nº 471, de 08/09/2014	09/09/2014	05/10/2014	27
2015-2024	nº 445, de 15/09/2015	16/09/2015	07/10/2015	22

(ii) Desatualização de alguns parâmetros utilizados para a elaboração do planejamento.

33. De modo geral, o planejamento da expansão trabalha com parâmetros mais atualizados possíveis. No caso do PDE 2015-2024 disponibilizado para Consulta Pública em setembro de 2015, os estudos para sua elaboração já se encontravam em estágio avançado de desenvolvimento quando houve a atualização do CME e Custo de Déficit, respectivamente, em março e fevereiro daquele ano.

34. Cabe mencionar finalmente, que a atualização de parâmetros, embora importante e desejável, deve ser considerada de modo parcimonioso, visto que a manutenção das condições de contratação estabelecidas e o respeito aos contratos são orientações importantes para o ambiente de negócios. Destarte, compreende-se que mecanismos automáticos de gatilho não são adequados ao trato do problema.

(iii) Constantes alterações nas datas de previsão de entrada em operação de novos empreendimentos.

35. No que concerne ao planejamento da oferta de energia elétrica, o PDE, nos primeiros cinco anos, apresenta um conjunto de empreendimentos de geração já licitados, sendo, portanto, um plano “determinativo” neste período. Nos cinco anos finais, o plano apresenta, em sua maioria, empreendimentos ainda não licitados, mas que já possuem estudos de viabilidade técnica e econômica (EVTE) concluídos ou em elaboração, o que lhe confere uma característica de “indicativo” neste período final. Dessa forma, os eventuais retardamentos devido às dificuldades enfrentadas pelo desenvolvedor dos estudos técnicos e socioambientais desses empreendimentos hidroelétricos, incluindo os licenciamentos socioambientais, podem levar a EPE, no ciclo de planejamento seguinte, a promover alterações nas previsões de entrada em operação de alguns



empreendimentos ou até a exclusão dos mesmos, quando se constatar situações de inviabilidade. É importante ressaltar que o PDE é um plano cíclico, dinâmico e adaptativo, portanto, correções de dados e datas são naturais em um plano dessa natureza. Como essas alterações geralmente são mais evidentes no segundo quinquênio do plano, há tempo suficiente para que no ciclo seguinte, se façam as correções necessárias visando a garantia no suprimento de energia elétrica.

36. Com relação às previsões de entrada em operação das usinas hidrelétricas indicativas, tais como São Luiz do Tapajós, estas são determinadas de modo a garantir as condições de atendimento em todo o horizonte decenal, levando em consideração a necessidade energética que deve ser revista a cada ciclo. Adicionalmente, também são considerados os prazos estimados para finalização dos estudos de viabilidade e para a obtenção de licença.

37. No tocante ao planejamento dos Leilões de Transmissão, o CMSE deliberou na 157ª reunião a criação do GT de Avaliação do Processo dos Leilões de Transmissão, com o objetivo de avaliar os motivos que têm acarretado atrasos na implantação das obras de transmissão. A SEE/MME, que coordena o GT, que analisa tanto as etapas de planejamento e consolidação de obras quanto os leilões de transmissão, licenciamento ambiental, implantação e operação dos empreendimentos. Conforme informado, desde agosto de 2015, foram realizadas 6 reuniões de trabalho e a análise de todas as etapas do processo indicou que as soluções identificadas podem demandar alterações no modelo, na legislação ou na regulação existente.

38. Relativamente ao item “Plano Nacional de Energia”, os seguintes esclarecimentos são prestados.

39. De acordo com a Solicitação de Auditoria em referência (pg. 15) “No que tange o planejamento estratégico de longo prazo, que foi materializado principalmente por meio do Plano Nacional de Energia – PNE 2030, o mesmo não foi atualizado desde sua publicação inicial em novembro de 2007.”

40. Segue o documento “No entanto verificou-se que foi iniciado em 2013, o processo de atualização do PNE, por meio do lançamento do termo de Referência – TDR do PNE 2030, o qual possuía o seguinte cronograma.....(pg.16)..Contudo a elaboração dos estudos referentes ao PNE 2050 encontra-se substancialmente atrasada...”

41. É fato que segundo o cronograma vigente a realização do cronograma proposto encontra-se defasado. Faz-se indispensável contextualizar o referido instrumento de planejamento, diagramando responsabilidades e processos.

42. O Plano Nacional de Energia, em sua prima concepção, destinava-se a ser elaborado quadrienalmente, no primeiro ano de cada novo governo. Em essência, faz todo o sentido prover-se uma visão estratégica aos novos mandatários, que lhe possibilite construir sua visão de futuro no campo da energia, bem como subsidiar as políticas públicas que pretendem. Evidentemente que um PNE não pode ser realizado, dado o volume de trabalho, todo o ano, nem cabe fazê-lo, posto que se destina a subsidiar grandes princípios orientadores de política energética. O PNE, nesse sentido, investiga o estado da arte das novas tecnologias, custos, adequabilidade e conveniência, abordando todas as fontes existentes e as candidatas futuras. Também aborda temas de natureza estratégica com maior profundidade.

43. Portanto, o PNE é um esforço no qual toma parte não somente a EPE, mas toda a sociedade, restando ao MME, por mandato, a coordenação dos trabalhos. Isso significa que oitivas, consultas e apresentações tornam-se rito imperativo para a obtenção do documento e a construção dos princípios orientadores, o que também explica a impossibilidade de fazê-lo anualmente de modo apropriado, até porque orientações estratégicas, ordinariamente, não se transmutam todo ano.

44. Ao tempo em que se tornou necessária as revisões do PNE 2050, vários eventos, no campo da energia, clamaram a atenção dos especialistas e das equipes, destacando-se entre eles o anúncio



do Pré-Sal em 2007, o declínio dos custos de geração de energia eólica, o fortalecimento do programa de bioenergia brasileiro no cenário internacional e finalmente a crise de 2008. A partir de 2013, quando se retomou o ânimo de revisão, observamos um cenário adverso da hidrologia 2013-2014 e da economia, reflexo retardado da crise de 2008 que aportava no país. Ademais, observou-se a possível inviabilidade da jazidas do Pré-Sal frente aos novos preços do petróleo, bem como o declínio da capacidade de investimento dos setores e a emergência da energia solar competitiva.

45. Um planejamento energético de longo prazo é eficaz se for bem sucedido no contorno de incertezas de ocorrência natural no planejamento. Contudo, frente a eventos atípicos, mesmo a cuidadosa construção de cenários pode inviabilizar o planejamento energético e torna-lo sem utilidade em poucos anos. É imprudente arriscar-se na confecção de cenários de longo prazo frente a quebras estruturais da monta de uma jazida significativa de petróleo, ou em face da competitividade de uma nova fonte de energia.

46. Destarte, de modo a observar a prudência, a oportunidade e a conveniência do administrador público, não foi avante a consecução do cronograma referente ao PNE 2050, menos por desejo do que por impossibilidade técnica e prudência, amparada na responsabilidade pública. De fato, os cenários econômicos, já foram atualizados três vezes e, por conseguinte a demanda. Vale observar que novo cronograma do PNE 2050 foi requerido à Empresa de Pesquisa Energética – EPE, assim como se apresentou os problemas de diretrizes aos mandatários da pasta em busca de definições orientadoras.

47. Adicionalmente, especialmente no que se refere ao Plano Nacional de Energia (PNE 2050), estão elencados a seguir alguns fatos que impactaram o cronograma do referido estudo em 2015 e 2016:

- A deterioração da expectativa de crescimento da economia brasileira e a alteração de perspectivas de crescimento e implantação de projetos no setor de petróleo e gás natural ensejaram a necessidade de revisão dos estudos no horizonte decenal, no primeiro semestre de 2015;
- Em setembro de 2015, foram realizados ajustes nos estudos para o horizonte até 2030, de maneira coordenada entre a EPE, o MME, o MMA e a Presidência da República, com o objetivo de balizar o estabelecimento do compromisso brasileiro na COP 21 (Mudanças Climáticas), que ocorreu entre o final de novembro e início de dezembro/2015. Além do envolvimento na preparação dos estudos e do material referente ao compromisso brasileiro na COP21, estes ajustes nos estudos realizados para o horizonte 2030, ensejaram a necessidade de nova atualização dos estudos do PNE 2050 relativos à estratégia de expansão de oferta de energia no horizonte pós-2030 até 2050;
- Ao fim do primeiro trimestre de 2016, constatada a abrupta reversão de expectativas que ocorreu após a divulgação do PIB de 2015 com previsões gradativamente piores para o PIB de 2016, houve como consequência a necessidade de nova revisão de cenário econômico e de demanda de energia para todo o horizonte. Como resultado dessa revisão gerou-se impacto sobre todas as etapas de estudos de oferta de energia que subsidiarão a definição da estratégia de expansão da oferta no longo prazo, que ora se encontra em revisão.

48. Cabe destacar que grande parte dos estudos do PNE 2050 já foi encaminhada ao MME em 20/05/2016, através do Ofício nº 0579-EPE-20216, em resposta ao ofício n.021-2015-SE-MME sobre plano de trabalho para atender à demanda do TCU, expressa no acórdão 1171/2014/TCU/Plenário, reiterada no Acórdão 184/2015. Segue a relação das notas técnicas:

1. Nota DEA 13/16 – Planejamento e Operação do Sistema Elétrico Brasileiro;
2. Nota DEA 14/16 – Geração elétrica: Hidroeletricidade;



3. Nota DEA 15/16 – Geração termelétrica: Gás natural;
4. Nota DEA 16/16 – Geração elétrica: Biomassa;
5. Nota DEA 17/16 – Geração elétrica: Carvão mineral;
6. Nota DEA 18/16 – Geração elétrica: Energia Nuclear/Urânio;
7. Nota DEA 19/16 – Geração elétrica: Energia Eólica;
8. Nota DEA 20/16 – Geração elétrica: Energia Solar;
9. Nota DEA 21/16 – Geração elétrica: Energia Oceânica.

(As informações a seguir foram extraídas da Nota Informativa nº 2/2016-SE-MME, de 1º de junho de 2016.)

49. Relativamente à **Função Custo do Déficit de Energia**, abordada nas páginas 14 e 15 da Solicitação de Auditoria nº 201600446/11, cabe esclarecer que a Nota Informativa nº 1/2016-SE-MME, de 9 de maio de 2016, elaborada em atendimento à Solicitação de Auditoria nº 201600446/10, presta os esclarecimentos necessários sobre o tema, inclusive quanto ao atendimento dos Acórdão nº 1171/2014-TCU-Plenário e Acórdão nº 184/2015-TCU-Plenário.

A citada Nota Informativa nº 1/2016-SE-MME traz as seguintes informações no que tange à atualização dos estudos relativos ao custo do déficit:

ii) Em atendimento à determinação do item 9.3.3 do Acórdão nº 1171/2014-TCU-Plenário: (i) Ofício nº 014/2016-SE-MME, de 21 de janeiro de 2016, informando da conclusão dos estudos sobre o custo do déficit de energia contratados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e que estes estavam sendo analisados e seriam ultimados pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias de Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP até o mês de março de 2016; e (ii) Ofício nº 117/2016-SE-MME, de 29 de abril de 2016, que informa da conclusão das análises pela CPAMP e encaminha cópia dos relatórios dos Grupos Técnicos da Comissão, bem como cópia da ata de reunião realizada em 7 de abril de 2016.”

No âmbito da Reunião de Busca Conjunta de Soluções, realizada em 29 de junho de 2016:

“A SPE concordou com a primeira recomendação: [...]

A UPC sugeriu a alteração da redação da segunda recomendação, de forma que a necessidade de atualização do PNE seja avaliada com uma certa periodicidade e não necessariamente seja obrigatória a sua atualização em decorrência de (i) fatos relevantes que tenham impacto significativo no planejamento vigente ou (ii) após decorrido determinado tempo desde a última atualização. O controle interno concordou em reformular a segunda recomendação no que se refere a esse aspecto.

Com relação a terceira recomendação, concordou-se que sua manutenção do relatório final pode ser reavaliada. No entanto, para que isso ocorra a Unidade deverá apresentar - em sua Manifestação ao Relatório Preliminar - documentação interna que comprove que já há um mapeamento ou estruturação mínima acerca da forma pela qual se dá o relacionamento com a EPE nos processos de confecção dos diversos produtos para o planejamento energético, em especial o PNE e o PDE, em que seja possível visualizar os principais momentos de interface entre as entidades e a delimitação clara de suas responsabilidades. ”

Em sua manifestação ao Relatório Preliminar, a qual se deu por meio da Nota Informativa nº 7/2016-N3E/SPE-MME, de 6 de julho de 2016, a SPE buscou detalhar como se dá o processo de elaboração e acompanhamento da execução dos planos de expansão de médio e longo prazo - PDE e PNE:



Elaboração e Acompanhamento do Plano Decenal de Expansão de Energia

3. A Lei nº 10.847, de 15/03/2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.184, de 16/09/2004, criou e definiu as atribuições da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, com a finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Dentre esses serviços inclui-se a elaboração do PDE.

4. O MME, enquanto responsável pela concepção e implementação de políticas para o Setor Energético, dá as diretrizes, orientações e é responsável pela aprovação do PDE, em consonância com as diretrizes do Conselho Nacional de Políticas Energéticas – CNPE.

5. Basicamente os estudos da EPE são desenvolvidos segundo o Termo de Referência, anexo, elaborado em 2007 pela SPE/MME, que define o escopo, as diretrizes e os condicionantes dos estudos a serem desenvolvidos. Apesar desse Termo de Referência ter sido desenvolvido visando a elaboração do PDE 2008-2017, ele tem sido utilizado como referência para a elaboração de todos os PDEs desde então.

6. Durante a elaboração dos estudos, há uma constante interação entre as equipes da EPE e do MME, com troca de informações técnicas, dados e orientações, que ocorre através de reuniões, videoconferências, teleconferências e por trocas de mensagens eletrônicas.

7. Na medida em que os estudos referentes ao PDE vão sendo concluídos, são submetidos à apreciação do MME, que elabora Pareceres e Notas Técnicas sobre os mesmos, com propostas de correções, caso necessário. Esses Pareceres e Notas Técnicas são oficializados à EPE.

8. Após a análise do MME, inicia-se o processo de Consulta Pública do PDE onde são recebidas pelo MME as contribuições de diversos órgãos e entidades, procurando-se acolher a maioria delas, o que aporta aprimoramentos a este instrumento de planejamento.

9. Estas contribuições passam por uma análise inicial, seleção e triagem pelo MME e em seguida são encaminhadas à EPE para conhecimento e utilização, sempre que possível.

10. Ao término desse processo, a EPE encaminha ao MME uma relação com todas as contribuições que puderam ser atendidas e aquelas que não puderam ser atendidas, com as respectivas justificativas. O MME avalia as considerações da EPE e dá o De Acordo às proposições da EPE.

11. Ao final, a SPE elabora uma Nota Técnica recomendando a aprovação do PDE. Esta Nota Técnica é submetida à Consultoria Jurídica antes da publicação da Portaria que aprova o PDE.

12. Cabe ao MME, ao final, a aprovação do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE, com a Publicação de Portaria. Ou seja, o PDE elaborado pela EPE, somente será aprovado, caso a legislação pertinente e as diretrizes definidas pelo MME tenham sido observadas, e com a concordância das áreas técnicas e jurídicas do MME.

13. Além desse mecanismo formal de controle (Termo de Referência), a SPE/MME emite Pareceres e avaliações do PDE durante a sua elaboração, que visam orientar os trabalhos da EPE. Outro mecanismo formal de controle deste processo é a Consulta Pública do PDE coordenada pela SPE, onde são recebidas pelo MME as contribuições de diversos órgãos e entidades, procurando-se acolher a maioria delas, o que aporta aprimoramentos a este instrumento de planejamento.



14. Para cada PDE elaborado, a SPE/MME autua um Processo Administrativo onde são associados todos os documentos referentes ao desenvolvimento do PDE, tais como: registros de reuniões/videoconferências com a EPE, correspondências entre a SPE/MME e a EPE com troca de informações e orientações, relatórios, planilhas e notas técnicas produzidas, Parecer Jurídico, portarias de divulgação da consulta pública e de aprovação do PDE, etc. Como exemplo, encontram-se anexadas a esta Nota, cópias digitais dos processos relativos aos PDEs 2022, 2023 e 2024, nos quais estão inseridos todos os documentos citados.

[...]

Elaboração e Acompanhamento do Plano Nacional de Energia

15. *Estrutura e Marco do Termo de Referência.* A elaboração e acompanhamento do PNE 2050 baseiam-se em TR aprovado por meio de Nota Técnica específica da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético - SPE. De acordo com esse TR, a publicação do PNE 2050 segue macro metodologia, a qual divide os estudos em 4 módulos:

(a) **Macroeconomia:** compreende a contextualização de todo o trabalho, incluindo a formulação do cenário de longo prazo para a economia mundial e nacional, bem como o cenário demográfico;

(b) **Demanda:** compreende o estabelecimento de premissas setoriais, demográficas, tecnológicas, de eficiência energética, resultando na projeção do consumo final de energia por fonte;

(c) **Oferta:** compreende a avaliação dos recursos energéticos envolvendo aspectos tecnológicos, de preço, do meio ambiente e socioambientais, resultando na definição da estratégia para a expansão da oferta de energia bem como políticas de eficiência energética; e

(d) **Consolidação:** em que são integrados os estudos de demanda e oferta, implicando eventualmente a revisão das projeções iniciais vis-à-vis questões de natureza política, estratégica, institucional e de segurança energética.

16. Ademais, o TR prevê a elaboração de Notas Técnicas parciais descrevendo a formulação de cenários para variáveis relacionadas à evolução socioeconômica brasileira, evolução da demanda energética, potencial de recursos energéticos, oferta de energia elétrica, e oferta de combustíveis e outros energéticos. No entanto, foram estabelecidos alguns fatores invariantes para todos os cenários a serem desenvolvidos.

17. O TR estipula, ainda, que a EPE promoverá uma série de reuniões temáticas objetivando debater, com profissionais especializados e com representantes de setores relevantes, as premissas adotadas nos estudos e as perspectivas futuras. Além disso, visando proporcionar debates públicos relacionados aos estudos do PNE 2050, serão realizados seminários específicos que terão por objeto apresentar e discutir questões relacionadas à oferta e demanda de energia.

18. O TR propõe a elaboração de um relatório final com o objetivo de consolidar a matriz energética no horizonte 2050 seguindo a metodologia do Balanço Energético Nacional, de maneira simplificada, e apresentar relatório com os principais indicadores e informações energéticas.

19. Segue um compendio dos Estudos constantes:

I. Estudos (relatórios parciais):

A. Evolução da economia brasileira;

B. Evolução da demanda de energia;



C. Potencial de recursos energéticos;

D. Evolução da oferta de energia elétrica;

E. Evolução da oferta de combustíveis.

II. Reuniões temáticas (RT).

III. Estudos socioeconômicos.

IV. Estudos da demanda:

A. O Setor industrial (principalmente energo-intensivas)

B. O Setor de transportes

C. O Setor residencial

D. Os Setores comercial e agropecuário

V. Estudos da oferta:

A. A Geração hidrelétrica;

B. As Fontes renováveis e geração distribuída;

[...]

20. Acompanhamento Incidental. O acompanhamento incidental dos trabalhos é feito por meio de reuniões de apresentação dos resultados.

Análise do Controle Interno

No que se refere a publicação do PDE, a Unidade destaca que, embora a aprovação do relatório final do plano ocorra por meio de portaria do MME, o relatório é divulgado antes em consulta pública. No entanto, mesmo considerando a data de publicação das portarias de abertura de consulta pública, por meio das quais a versão preliminar do relatório é disponibilizada, pode-se verificar que, de 2012 a 2015, estas somente ocorreram no segundo semestre do primeiro ano do horizonte do estudo.

Em relação aos parâmetros utilizados no planejamento energético, a UPC destacou que utiliza os valores mais atualizados possíveis. No caso do PDE 2015-2024, ressaltou que os estudos para sua elaboração já se encontravam em estágio avançado de desenvolvimento quando houve a atualização do CME e Custo de Déficit. A esse respeito, o controle interno entende que, ao menos os parâmetros que tenham significativa influência no resultado do planejamento da expansão, como o CME e o Custo do Déficit, devem ser incorporados aos planos decenais com seus valores mais atualizados disponíveis.

Especificamente em relação ao Custo do Déficit, a SE/MME informou, por meio da Nota Informativa nº 1/2016-SE-MME, de 9/5/2016, que os estudos realizados por consultoria contratada pela EPE já foram analisados pelos grupos técnicos da CPAMP. Em que pese os relatórios dos grupos técnicos não terem sido enviados ao MTFC, pode-se verificar que o MME informou ao TCU, por meio do Ofício nº 117/2016-SE-MME, de 29/4/2016, que as principais conclusões e recomendações dos estudos foram:

- (i) utilizar nos estudos do setor elétrico o custo global do déficit sem proceder a sua decomposição em patamares;



(ii) adotar para o custo de déficit o valor calculado com base na Tabela de Recursos e Usos (TRU) de 2015 do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, do Sistema de Contas Nacionais 2010, qual seja R\$ 5.728 / MWh; e

(iii) calcular anualmente o valor do custo global do déficit de energia com base na TRU do ano anterior ao de sua validade e na tarifa média de fornecimento de energia elétrica publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **(Sem grifos no original)**

Dessa forma, verifica-se que o Custo do Déficit obtido a partir dos novos estudos (5.728,00 R\$/MWh) é significativamente superior ao valor adotado no PDE 2015-2024 (3.150,00 R\$/MWh) e ao valor obtido na Nota Técnica EPE-DEE-NT-023/2015-r0 (3.250,00 R\$/MWh). Na visão do órgão de controle interno, o novo Custo do Déficit já deve ser utilizado nos próximos planos decenais, de forma incorporar ao planejamento setorial os impactos da atualização desse parâmetro na expansão do sistema.

Destaque-se que a atualização desses parâmetros nas etapas de planejamento não altera cláusulas dos contratos de concessão, autorizações e contratos de comercialização de energia elétrica. Nesse sentido, afigura-se interessante que os instrumentos de planejamento de longo prazo, em especial o PNE, também tenham uma atualização periódica, como, por exemplo, ao início de cada novo ciclo do PPA ou quando da ocorrência de situações que alterem significativamente as premissas e condições de contorno do planejamento vigente, não havendo necessidade de que o PNE seja atualizado anualmente tal qual o PDE. A própria Unidade informou que o PNE, em sua concepção inicial, destinava-se a ser elaborado quadrienalmente, no primeiro ano de cada novo governo, o que nos parece ser razoável.

A SPE/MME apresentou alguns fatores que teriam impactado o andamento do cronograma do PNE 2050, destacando-se: (i) o cenário adverso da hidrologia 2013-2014 e da economia, reflexo retardado da crise de 2008 que aportava no país; (ii) a possível inviabilidade da jazidas do Pré-Sal frente aos novos preços do petróleo; (iii) a deterioração da expectativa de crescimento da economia brasileira e a alteração de perspectivas de crescimento e implantação de projetos no setor de petróleo e gás natural; (iv) o estabelecimento do compromisso brasileiro na COP 21 no que se refere a mudanças climáticas; e (v) a abrupta reversão de expectativas que ocorreu após a divulgação do PIB de 2015, inclusive com as previsões gradativamente piores para o PIB de 2016. De fato, tais acontecimentos dificultam a confecção de um planejamento de longo prazo. No entanto, tendo em vista a desatualização do planejamento vigente, afigura-se necessário empreender todos os esforços para a conclusão da atualização ora em curso do PNE 2050.

Ainda com relação ao PNE, a SPE/MME informou que novo cronograma do PNE 2050 foi requerido à EPE, assim como apresentou os problemas de diretrizes aos mandatários do MME em busca de definições orientadoras. Dessa forma, a Unidade deve apresentar o cronograma de conclusão do PNE, bem como os diversos estudos que o compõem, aos órgãos de controle e à sociedade, possibilitando, assim, o envio de eventuais contribuições ao processo em curso. Destaca-se que o próprio Termo de Referência para elaboração desses estudos dispõe que “[...] pretende-se que os estudos do PNE 2050 sejam conduzidos incorporando-se a necessária participação de importantes elementos da sociedade, com ampla divulgação pública e ampla cobertura dos principais meios de comunicação”.

A SPE/MME destacou, ainda, que a maioria dos estudos do PNE já foi encaminhada ao MME em 20/05/2016, através do Ofício nº 0579-EPE-20216. No entanto, a Unidade não encaminhou tais estudos ao órgão de controle interno nem informou o prazo para a conclusão dos estudos pendentes.

Em relação a alterações nas datas de previsão de entrada em operação de novos empreendimentos, o órgão de controle interno compreende o argumento da Unidade de que essas modificações decorrem de dificuldades enfrentadas pelos empreendedores, quer de ordem técnica ou socioambiental, em especial para os projetos cuja entrada em operação se dará nos cinco anos

finais do plano. No entanto, verifica-se que há espaço para melhorias no próprio planejamento a cargo da UPC, em especial no que se relaciona aos leilões de geração e transmissão (vide item 1.1.2.5 deste Relatório), de forma a contribuir para mitigação dos atrasos nas obras.

No que tange ao planejamento dos leilões de transmissão, pode-se verificar que o CMSE deliberou, na 157ª reunião, a criação do grupo de trabalho com o objetivo de revisitar o processo de leilões de transmissão, visando estabelecer ações para garantir a implantação das obras dentro dos prazos estabelecidos nos contratos de concessão. A esse respeito, a Unidade auditada informou que foram realizadas 6 reuniões de trabalho e a análise de todas as etapas do processo indicou que as soluções podem demandar alterações no modelo, na legislação ou na regulação existente. Aqui, considera-se adequado que as propostas de solução poderiam ser discutidas com o setor e com a sociedade em um processo de consulta pública, preliminarmente à edição de Portarias, Resoluções, Decretos e Medidas Provisórias que venham a alterar a legislação e/ou a regulação do setor.

No âmbito da Reunião de Busca Conjunta de Soluções, a SPE concordou com a manutenção da recomendação atinente à apresentação de um cronograma indicando a data de conclusão de cada um dos produtos relativos ao PNE 2050, bem como à disponibilização desses documentos em um processo de consulta pública para o recebimento de contribuições dos agentes setoriais e da sociedade em geral.

A Unidade Auditada sugeriu, na citada reunião, que a atualização do PNE seja avaliada com uma certa periodicidade, ao invés de (como sugerido preliminarmente pelo órgão de controle) torná-la obrigatória em decorrência de (i) fatos relevantes que tenham impacto significativo no planejamento vigente ou (ii) após decorrido determinado tempo desde a última atualização. O MTFC entendeu que, na essência, a proposta da unidade ia ao encontro do apontado no Relatório Preliminar.

Com relação a recomendação do Relatório Preliminar para que fosse mapeado o fluxo de trabalho para cada um dos produtos desenvolvidos pelo Ministério em conjunto com a EPE, explicitando quais os principais pontos de controle e definindo-se uma matriz de responsabilidades para cada macroatividade das etapas de planejamento energético, o órgão de controle interno entende que não foram apresentadas - na manifestação da SPE (Nota Informativa nº 7/2016-N3E/SPE-MME e anexos) - informações suficientes para que não se efetuassem a referida recomendação, tendo sido realizada uma pequena alteração em sua redação.

Recomendações:

Recomendação 1: Apresentar um cronograma indicando a data de conclusão de cada um dos produtos relativos ao PNE 2050 e disponibilizá-los em um processo de consulta pública à sociedade.

Recomendação 2: Instituir a obrigatoriedade de se avaliar periodicamente a necessidade de atualização do PNE, de modo a incorporar no plano a ocorrência de fatos que tenham impacto significativo no planejamento de longo prazo.

Recomendação 3: Para cada um dos produtos desenvolvidos pelo Ministério em conjunto com a EPE, explicitar os principais pontos de controle e definir a matriz de responsabilidades, o fluxo de informações e os prazos estimados para cada macroatividade das etapas de planejamento energético.



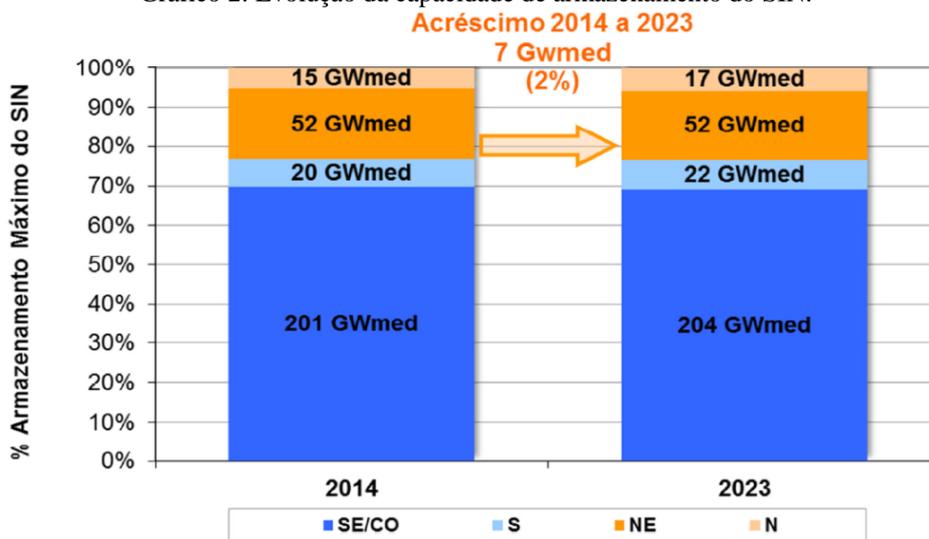
1.1.2.3 CONSTATAÇÃO

Redução da capacidade de regularização das usinas hidrelétricas e consequente aumento da geração termelétrica, inclusive por meio de usinas a óleo diesel e óleo combustível.

Fato

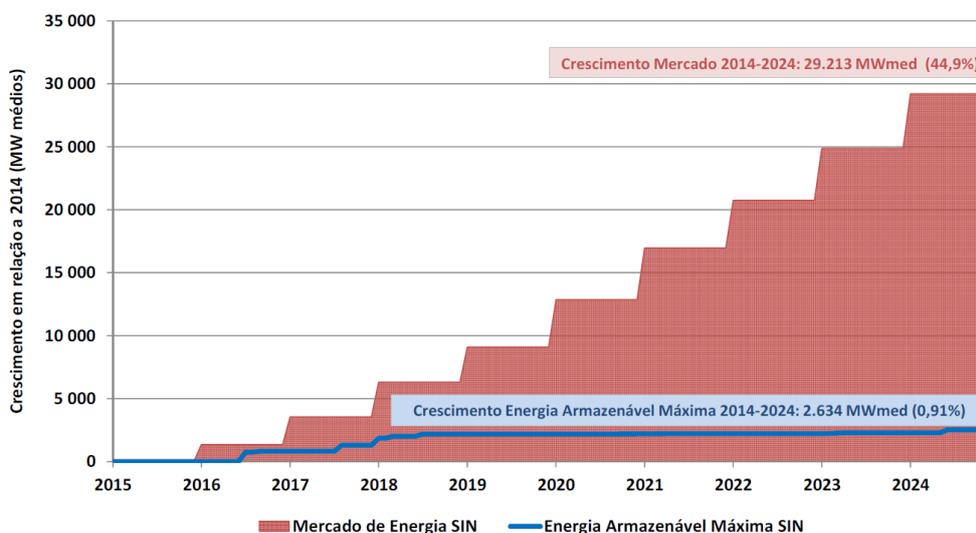
No horizonte de 2014 a 2023, a previsão é de que haja, em termos percentuais, uma elevação de 2% na capacidade de armazenamento dos reservatórios, percentual bem inferior ao aumento da capacidade instalada de usinas hidrelétricas nesse mesmo período, que seria de 36%.

Gráfico 2: Evolução da capacidade de armazenamento do SIN.



Já a evolução da energia armazenável máxima no SIN face ao crescimento do mercado de energia elétrica do país pode ser visualizada no gráfico a seguir:

Gráfico 3: Crescimento do mercado de energia do SIN x Energia armazenável máxima.



Pode-se verificar um aumento expressivo na capacidade instalada de usinas hidrelétricas no horizonte do PDE 2024, de 27,18 GW. No entanto, o acréscimo da capacidade de armazenamento de 2015 a 2024 é de apenas 2,6 GW médios. De acordo com o PDE 2024, os maiores incrementos de energia armazenável ocorrem entre 2016 e 2018, devido à entrada em operação das UHEs São Roque, Baixo Iguaçu⁹ e Sinop.

Ainda de acordo com o PDE 2024, *a maioria das usinas viáveis no horizonte decenal está localizada em bacias inexploradas, para as quais não há previsão de instalação de usinas com reservatórios de regularização nesse período e, portanto, ainda não contribuirão com o incremento de energia armazenável.*

A maior parte das usinas viabilizadas recentemente se enquadra na categoria a fio d'água, incluindo os projetos das hidrelétricas de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio. Isso quer dizer que tais usinas contam com reservatórios capazes de armazenar água por apenas algumas horas ou dias.

De acordo com o PDE 2023, esta configuração do sistema gera consequências diversas, dentre elas: (i) a impossibilidade do controle de cheias; (ii) maior exigência das usinas do sistema que possuem capacidade de regularização, ocasionando grandes alterações de nível dos reservatórios ao longo de curtos ciclos hidrológicos (o que muitas vezes pode não ser possível em função de restrições operativas hidráulicas); e (iii) maior despacho de usinas termelétricas para atender às exigências sazonais da carga, que não poderão ser atendidas pelo armazenamento de energia nas hidrelétricas.

O PDE 2024 ressalta a possibilidade de ganho energético advindo da regularização das vazões propiciada pelos reservatórios de acumulação. De acordo com o referido plano, os reservatórios, além de regularizarem as vazões, trazem outros benefícios ao sistema, tais como: (i) controle de cheias para proteger as comunidades e os bens situados a jusante das usinas; (ii) incremento das atividades relacionadas a piscicultura; (iii) controle da qualidade da água dos rios e (iv) funcionamento como estoque de energia para as outras fontes renováveis – por exemplo, eólica, biomassa e solar, que não geram energia de forma constante.

De acordo com o Plano da Operação Energética 2014/2018 – PEN 2014, elaborado pelo ONS:

Um exemplo claro da constatação da perda de regularização do SIN é a situação hidroenergética do corrente ano, quando as condições climáticas desfavoráveis na estação chuvosa de 2014 impediram a retomada dos estoques armazenados nos reservatórios dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, apesar da plena utilização do parque térmico, o que levou a níveis de partida deste PEN 2014 bastante inferiores aos normalmente utilizados em edições anteriores do planejamento da operação energética, com reflexos diretos nos riscos de déficit para 2014 e 2015.

O ONS destaca que, desde o final da década de 90, não ingressaram em operação usinas hidroelétricas com reservatórios de regularização plurianual. Como decorrência deste fato, o Operador aponta que o uso de geração termelétrica tem sido mais intenso, mesmo para anos hidrológicos próximos à Média de Longo Termo - MLT¹⁰, e seu uso também vem sendo necessário para complementação do atendimento à demanda máxima ao final de cada estação seca, em função da perda de potência por deplecionamento dos reservatórios, bem como no verão, em função da elevação das temperaturas e o conseqüente aumento do consumo.

O Operador entende que, na medida do possível, devem ser incluídas em nossa matriz

⁹ De acordo com o PDE 2024: “[...] ressalta-se que Baixo Iguaçu, apesar de operar a fio d'água, contribui para o acréscimo da energia armazenável por agregar produtividade à cascata onde se situa, já que possui reservatórios de regularização à montante”

¹⁰ Média de Longo Termo – MLT é a média das vazões naturais, correspondentes a um mesmo período (por exemplo, para cada mês), verificadas durante a série histórica de observações.



novas usinas hidroelétricas com algum grau de regularização, de forma a mitigar as intermitências de geração das fontes não convencionais, como as usinas eólicas e solares, bem como restaurar a capacidade do SIN de suportar períodos hidrológicos desfavoráveis.

No entanto, o Plano Nacional de Energia 2030, que é o planejamento de longo prazo do setor eletroenergético, traz a seguinte recomendação:

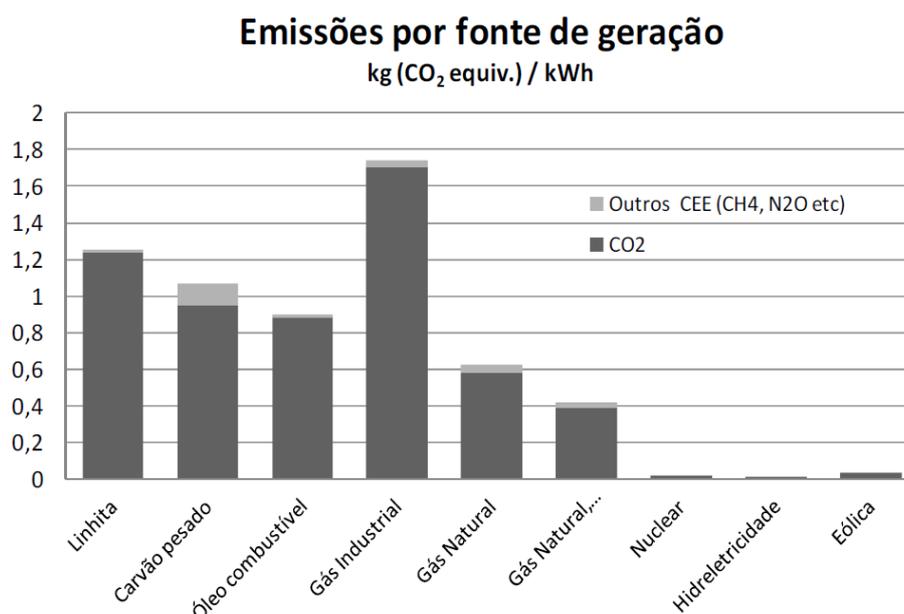
2) **Planejar o aproveitamento das bacias hidrográficas da Região Norte, por razões de viabilidade socioambiental, sem grandes reservatórios de regularização plurianual.** No planejamento e no dimensionamento destas usinas hidrelétricas e dos respectivos sistemas de transmissão, considerar que a regularização anual e plurianual da geração sazonal das mesmas seria viabilizada através da integração com o Sistema Interligado Nacional, que apresenta um elevado grau de regularização, proporcionado pelos grandes reservatórios já existentes. (Sem grifos no original)

Em consonância com o PDE e com o posicionamento do ONS, a equipe de auditoria entende que a realização de estudos para implantação de novas usinas hidrelétricas não deve desconsiderar, *a priori*, a possibilidade de ganho energético decorrente da regularização das vazões propiciada pelos reservatórios de acumulação. O acionamento constante de termelétricas, a partir do segundo semestre de 2012 até agosto de 2015, revela a necessidade de se aumentar a capacidade de armazenamento hidráulico nos reservatórios do SIN.

O abandono da construção de reservatórios de acumulação implicará na utilização de usinas termelétricas com maior frequência para compensar a função reguladora que era desempenhada pelos reservatórios. Além disso, as mudanças climáticas e suas possíveis implicações na variabilidade das vazões dos rios poderão – em razão da perda da capacidade de regularização do SIN – acarretar a necessidade de acionamento das termelétricas com uma frequência ainda maior, com o conseqüente aumento das emissões poluentes.

A título de ilustração, o gráfico a seguir mostra as emissões por fonte, podendo-se verificar a menor quantidade de emissões das hidrelétricas frente a usinas termelétricas de diferentes tecnologias:

Gráfico 4: Quantidade de emissões por fonte de geração de energia elétrica.



Fonte: Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado, Textos para Discussão nº 107, “Ambiente e Energia: Crença e Ciência no Licenciamento Ambiental - Parte IV: A Opção de Geração Hidroelétrica no Brasil”

As usinas hidrelétricas que foram implantadas nos últimos anos, bem como aquelas em construção e em estudo, praticamente não adicionam capacidade de armazenamento ao SIN. Por outro lado, a demanda por energia aumentou na última década, bem como a participação na matriz de usinas em que a geração é sazonal ou intermitente, como usinas à biomassa e as eólicas.

Todos esses fatores reforçam o caráter estratégico da construção de novos reservatórios, os quais podem funcionar como um instrumento de vantagem competitiva do Brasil frente aos demais países, na medida em que propiciaria ganhos à segurança energética e à modicidade dos preços da energia elétrica praticados no país, ao reduzir os custos com combustíveis fósseis para geração termelétrica.

Uma maior capacidade de regularização do conjunto de usinas hidrelétricas existentes proporcionaria maior segurança no atendimento à demanda de energia em momentos de condições hidrológicas desfavoráveis, como o que se verificou no ciclo 2012-2015.

O aumento na capacidade de armazenamento de água nos reservatórios propiciaria incremento ainda maior na participação em nossa matriz de fontes de geração renováveis sazonais, como usinas a biomassa, e intermitentes, como usinas eólicas e solares. Isso porque a geração de energia elétrica com a água armazenada poderia suprir a ausência de geração dessas fontes em determinados momentos ao longo do dia e em determinadas épocas do ano, o que diminuiria a necessidade de geração termelétrica para suprir a demanda do sistema nessas ocasiões.

Além disso, os reservatórios de regularização podem diminuir a necessidade do acionamento frequente das usinas termelétricas mais caras do parque existente, o que reduziria as despesas com combustíveis que vem sendo arcadas pelos consumidores de energia elétrica, tendo em vista que algumas delas possuem custo variável unitário – CVU¹¹ acima de 1.000,00 R\$/MWh (mil reais por megawatt-hora).

Os benefícios decorrentes da construção de reservatórios não se restringem ao setor elétrico, isso porque a regularização de vazões proporciona a implantação de sistemas de irrigação, de navegação fluvial e de controle de cheias dos rios. Atividades econômicas como piscicultura e turismo também podem se beneficiar da implantação de novos reservatórios.

Mesmo com todos os benefícios advindos da regularização de vazões promovida pelos reservatórios de acumulação, tem se verificado nos últimos anos grandes dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental para a implantação de usinas com essas características. De fato, os três maiores projetos hidrelétricos em implantação no país (Belo Monte, Santo Antônio e Jirau) são usinas a fio d'água, que não são dotadas de reservatórios de regularização.

Além da análise dos impactos locais, muitas vezes negativos, devem-se examinar os impactos numa escala mais abrangente, que inclui a menor emissão de gases que causam o efeito estufa, a complementariedade com fontes renováveis e a redução dos custos de geração frente à geração termelétrica.

Nesse sentido, a consultoria especializada PSR¹² destacou que se todas as hidroelétricas construídas e a construir na Amazônia fossem dotadas de reservatórios de grande capacidade, elas juntas alagariam uma área total de 10.500 km², o que corresponde a apenas 0,16% do território amazônico. Ainda de acordo com a PSR, essa área é menor do que a média de desmatamento anual da Amazônia, que, a partir do ano 2000, teria sido de 14.225 km² por ano.

A Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro – FIRJAN, no estudo “A Expansão das Usinas a Fio d'Água e o Declínio da Capacidade de Regularização do Sistema

¹¹ O CVU engloba os custos com combustível, operação e manutenção – O&M. Não inclui a parcela da remuneração pelo investimento na construção das centrais, que se dá mediante uma receita fixa – RF.

¹² Artigo “Setor elétrico brasileiro: estado atual e sugestões”, publicado pela PSR no âmbito do projeto Visões do Setor Elétrico (http://visoesdosetoreletrico.com.br/livro/livro_papers_visoes_setoreletrico.pdf).



Elétrico Brasileiro”, resume a questão do *trade-off* que se coloca ao país nos seguintes termos: “*mais usinas a fio d’água hoje, maior necessidade de termelétricas na base amanhã, o que resultará tanto em um aumento da emissão de GEE como em elevação do custo de geração de energia. Esse maior custo, por sua vez, será inevitavelmente repassado às tarifas pagas pelo consumidor final, impactando assim a competitividade do país.*”

Destaca-se que, de acordo com a Lei nº 10.847/2004, compete à EPE realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos e desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis. Ainda de acordo com a referida Lei, os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a implementação de ações do Ministério de Minas e Energia, no âmbito da política energética nacional.

Cabe ressaltar que, no modelo setorial vigente, além da EPE, os empreendedores também podem realizar estudos de inventário e de viabilidade de usinas, desde que tenham registro na ANEEL para a realização desses estudos.

Como forma de se promover um melhor esclarecimento da população acerca dos custos e benefícios da implantação das usinas hidrelétricas com reservatórios, entende-se que os estudos de inventário hidroelétrico, nos quais se busca definir o aproveitamento ótimo das bacias hidrográficas, deveriam contar com a realização de audiências públicas a nível local, regional e nacional.

Com isso dar-se-ia transparência à sociedade brasileira acerca das diferentes alternativas na implantação de UHEs (com e sem reservatório de regularização) e seus impactos técnicos (em especial aqueles relacionados à segurança energética), econômico-financeiros (contemplando os reflexos nas tarifas de energia elétrica), além dos impactos ambientais e sociais, quando da definição do aproveitamento ótimo, etapa anterior à realização de estudos de viabilidade.

Em estudo realizado pela EPE, intitulado “Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização”, foi selecionado um conjunto de projetos hidrelétricos com reservatórios de regularização, os quais foram avaliados sob a ótica energética, econômica e socioambiental, de forma a subsidiar as discussões e possíveis tomadas de decisão quanto à implantação destes projetos. De acordo com a EPE:

[...] foram selecionados na base de dados da EPE os aproveitamentos hidrelétricos com potência instalada superior a 30 MW, que possuam a capacidade operativa de regularização das aflúências e cujos estudos – seja na fase de Estudo de Inventário Hidrelétrico, Estudo de Viabilidade Técnica Econômica ou Projeto Básico – estejam aprovados na Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica. Logo, não foi considerada, neste momento, a possibilidade de elaboração de novos inventários hidrelétricos ou a revisão daqueles já aprovados buscando identificar novos reservatórios de regularização.

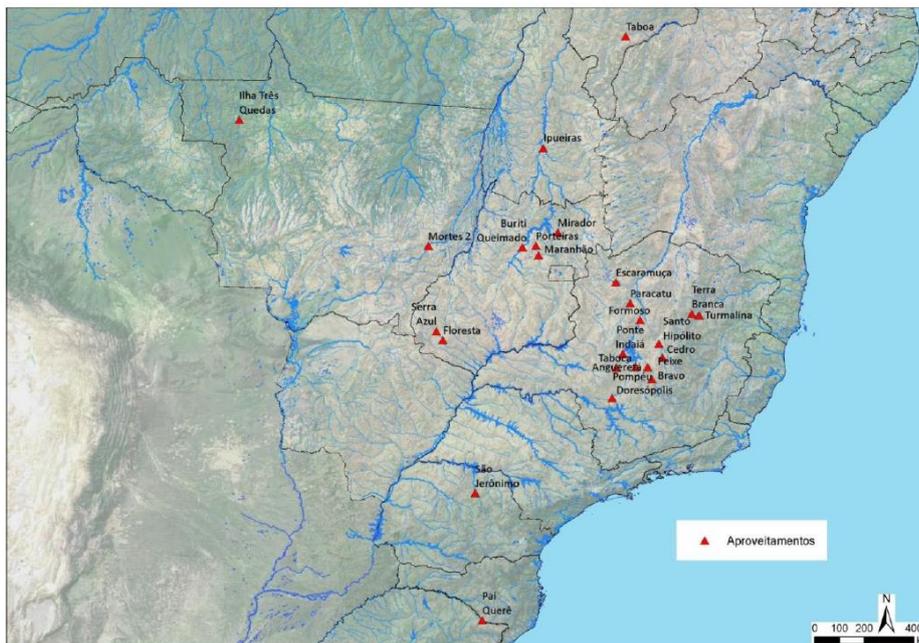
Inicialmente, foram identificados 71 aproveitamentos que operariam promovendo a regularização mensal, capazes de contribuir com 50,7 GWmed de energia armazenável, acrescentando cerca de 18% na capacidade de armazenamento total atual do SIN. Notou-se, porém, que este potencial se encontra distribuído assimetricamente, uma vez que 90% do total de energia armazenável está concentrada em 30% dos aproveitamentos.

Dessa forma, para uma análise mais detalhada, foram escolhidos aqueles projetos cuja capacidade de armazenamento supere 480 MWmed, tendo como base os principais reservatórios do SIN monitorados pelo ONS. Assim **foram definidos 25 projetos, identificados na Figura 1, cujos reservatórios poderiam agregar 46.646 MWmed de Energia Armazenável ao sistema, ou seja, cerca de 16% da capacidade atual de armazenamento.** (Sem grifos no original)

A localização dos 25 aproveitamentos identificados pela EPE nesse estudo é indicada a seguir:



Figura 3: Localização dos 25 projetos hidrelétricos selecionados pela EPE.



Fonte: EPE - Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização.

Ainda de acordo com a EPE:

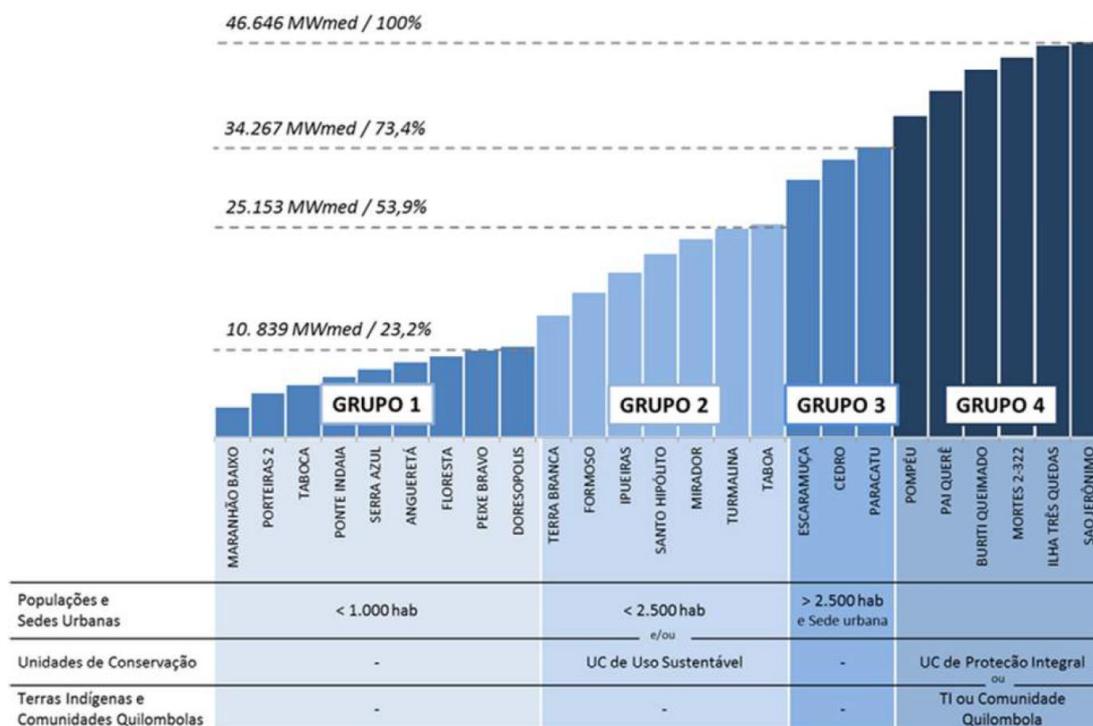
Em seguida, os 25 aproveitamentos identificados passaram por uma avaliação energética, econômica e socioambiental. De forma simplificada, pode-se descrever a etapa de estudos energéticos pela identificação, através de simulações, do incremento no armazenamento de energia para o SIN propiciado pela regularização em cada reservatório analisado, considerando o universo de usinas existentes.

Quanto à avaliação socioambiental partiu-se da premissa que determinados aspectos socioambientais, considerados relevantes no contexto da análise, refletem a complexidade para a implantação dos aproveitamentos analisados. Dessa forma, foi proposto um agrupamento tendo como norte as interferências dos projetos em áreas legalmente protegidas e nas populações. Como resultado os aproveitamentos foram categorizados em 4 (quatro) grupos, segundo diferentes graus de complexidade, a saber:

- Grupo 1 - não apresentam interferências significativas com relação aos aspectos avaliados, sendo a população afetada inferior a 1.000 pessoas;
- Grupo 2 - atingem Unidade de Conservação de uso sustentável e a população afetada é inferior a 2.500 pessoas;
- Grupo 3 - atingem sede municipal e contingente populacional superior a 2.500 pessoas;
- Grupo 4 - atingem Terra Indígena ou Unidade de Conservação de proteção integral ou equivalente.

A avaliação socioambiental realizada pela EPE indicou que 16 desses projetos (que representam 53,9% da energia armazenável do conjunto analisado) apresentaram, pelos critérios utilizados, grau de complexidade socioambiental menor do que os demais. Os 9 projetos restantes, que compreendem cerca de 46,1% da energia armazenável do conjunto avaliado, possuem maior grau de complexidade.

Gráfico 5: Energia armazenável por grupo de aproveitamentos analisados pela EPE.



Fonte: EPE - Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização.

A partir dos resultados obtidos no estudo elaborado pela EPE, o MME deve avaliar a possibilidade de estabelecer um plano de ação de forma a priorizar a realização das licitações para outorga dos aproveitamentos hidrelétricos identificados, em especial aqueles relativos aos grupos 1 e 2, os quais seriam dotados de menor complexidade socioambiental para sua implantação.

Outro aspecto que merece atenção dos órgãos governamentais se relaciona à composição do parque termelétrico, o qual conta atualmente com muitas usinas a óleo diesel e óleo combustível, que são mais caras e poluentes.

Por exemplo, a termelétrica a gás natural mais cara contratada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, que é a UTE Mario Lago (antiga Termomacaé), possuía Custo Variável Unitário – CVU de 388,04 R\$/MWh¹³, sendo utilizada pela ANEEL como referencial para o PLD_{max} – preço máximo da energia a ser transacionada no mercado de curto prazo em 2015.

No Programa Mensal da Operação – PMO de março de 2016, verificou-se que o CVU considerado para essa usina foi de 528,87 R\$/MWh, havendo 34 usinas a óleo diesel e combustível com potência total de 2.856,80 MW cujos CVU eram maiores do que o da UTE Mario Lago, os quais variavam na faixa de 556,35 R\$/MWh a 1.068,16 R\$/MWh.

Dessa forma, no âmbito da Solicitação de Auditoria nº 201600446/11, destacou-se que o MME e a EPE deveriam realizar estudos acerca da viabilidade técnica e das alterações normativas necessárias para o incentivo à conversão das usinas a óleo diesel e óleo combustível em plantas que operem com combustíveis menos poluentes e de menor custo, de forma a reduzir a emissão específica de gases de efeito estufa e o custo por unidade de megawatt-hora gerado. No entanto, observou-se que já existe regulamentação para a autorização da mudança de combustível (Portaria MME nº 649/2011) e que o PDE indica a contratação de usinas termelétricas

¹³ De acordo com a Nota Técnica nº 002/2014-ASD-SEM-SRG/ANEEL, de 21 de novembro de 2014.



preferencialmente movidas a gás natural, excluindo, dentre as alternativas, as usinas movidas a óleo diesel e óleo combustível.

Causa

Falhas no processo de planejamento da expansão de médio e longo prazo do setor elétrico.

Manifestação da Unidade Examinada

Em resposta à Solicitação de Auditoria nº 201600446/11, a SE/MME se manifestou por meio do Ofício nº 141/2016-SE-MME, de 2 de junho de 2016:

“(As informações a seguir foram extraídas da Nota Informativa nº 009/2016/DPE/SPE-MME, de 1º de junho de 2016.)

50. Vale pontuar alguns comentários sobre a Constatação 4, já indicando encaminhamentos possíveis. É reconhecida a redução da capacidade de regularização das UHEs, e a dificuldade de inserção de projetos de UHEs com reservatório, muito em função dos requerimentos socioambientais. Ocorre que o saneamento de qualquer ameaça a segurança energética decorrente dessa redução de capacidade de regularização das usinas hidrelétricas é matéria de política energética e disposição do CNPE em última instância. Assim, embora possamos comentar a Constatação 4 e a compreendemos como acertada, percebemos também que para efeitos de recomendação ela deve parcialmente acomodada. Isto é, a pasta, cônica que está, deve aludir a esse desafio por meio de uma política energética apropriada.

(i) A redução da capacidade de regularização das usinas hidrelétricas.

51. O PDE 2024 sinaliza que 93% da expansão da capacidade instalada do parque hidrelétrico brasileiro no horizonte 2015-2024 provêm de empreendimentos hidrelétricos previstos na região amazônica. A implantação dessas usinas é essencial, para prover o sistema elétrico brasileiro de energia elétrica limpa, renovável e de baixo custo. Porém é notório que, pelo fato da região ter um relevo muito plano, há impeditivos para a construção de grandes reservatórios de armazenamento. Em geral, as usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de armazenamento não são apropriadas para a bacia amazônica, pois inundam uma enorme área.

52. Visando suprir a redução da capacidade de regularização das usinas hidrelétricas, MME tem procurado alternativas energéticas baseadas na diversificação da matriz de eletricidade.

53. A contratação de energia eólica é uma das alternativas utilizadas para complementar a falta de geração hidrelétrica no período de seca. Neste período, a geração de energia eólica atinge os maiores patamares. Além disso, esta energia é produzida em vários estados brasileiros, desde o Rio Grande do Sul até o Maranhão, com comportamentos distintos de velocidade, frequência e direção, o que dá uma característica sistêmica de continuidade, pois sempre haverá energia eólica sendo produzida no Brasil, devido a sua dimensão continental.

54. Outra importante fonte que contribui para mitigar os efeitos da redução da capacidade de regularização das usinas hidrelétricas é a biomassa. A colheita de cana de açúcar acontece durante a estação seca e a combustão do bagaço tem o potencial de 15 GW de eletricidade.

55. A energia solar é outra importante fonte de suprimento ao sistema elétrico no período da seca. A expansão dessa fonte tende a se ampliar nos próximos anos.

56. Ademais, o sistema de transmissão brasileiro vem passando por uma grande expansão, que proporciona um aumento da sinergia e da capacidade de transmissão entre as diversas regiões do país.



57. *Estratégias operacionais eficientes, como gerar eletricidade durante o período úmido nas usinas hidrelétricas da bacia Amazônica e aumentar a capacidade de armazenamento das usinas hidrelétricas localizadas em outras bacias para que elas gerem a maior parte de sua eletricidade durante o período seco, vem sendo implementadas.*

58. *O desenvolvimento de usinas hidrelétricas reversíveis é uma alternativa que também está sendo avaliada pela EPE.*

59. *Dessa forma, apesar da redução da capacidade de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas não ser desejável, o sistema elétrico brasileiro atual, devido ao alto grau de interconexão elétrica entre regiões e à diversificação das fontes de geração, está menos vulnerável à esta circunstância, que há alguns anos atrás.*

(ii) Os estudos de inventário hidrelétrico, nos quais se busca definir o aproveitamento ótimo das bacias, deveriam contar com a realização de audiências públicas a nível local, regional e nacional.

60. *Atualmente, a alternativa final selecionada num Estudo de Inventário Hidrelétrico é apresentada e discutida nos Seminários Técnicos para participação pública. São eventos promovidos no âmbito da Avaliação Ambiental Integrada – AAI pelo desenvolvedor dos estudos e que oferecem uma abertura institucional voltada a possibilitar aferir a posição de demais órgãos e entidades nas três esferas governamentais, assim como da iniciativa privada e da sociedade civil, para orientar os processos de tomada de decisão do setor elétrico. A título de exemplo, durante a elaboração da AAI da bacia do rio Juruena, inventariada pela EPE, foram desenvolvidas atividades participativas presenciais, denominadas “Seminários Técnicos para Participação Pública”, tendo sido estabelecidos, dois locais para sua realização: Cuiabá/MT, no dia 1 de dezembro de 2010 e Juína/MT, no dia 3 de dezembro de 2010, sendo os resultados documentados do relatório final da AAI.*

61. *No caso dos Estudos de Viabilidade, existe pouco espaço para redefinição do aproveitamento ótimo e proposição de reservatórios muito distintos daqueles identificados nos estudos de inventário. Além do mais, as audiências públicas já são parte obrigatória do processo de licenciamento ambiental, conduzido pelo órgão ambiental competente.*

(iii) Priorizar a realização das licitações para outorga dos aproveitamentos hidrelétricos identificados, em especial, aqueles relativos aos grupos 1 e 2, os quais seriam dotados de menor complexidade socioambiental para sua implantação.

62. *Conforme descrito na nota técnica EPE-DEA-DEE-001/2015 – “Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização”, mesmo para as usinas dos grupos 1 e 2, há diversos óbices que só poderão ser superados com articulação institucional e política, sobretudo nas esferas estadual e federal, e abrangendo os setores de energia, meio ambiente e recursos hídricos, entre outros. Como exemplo, deve-se envolver o IBAMA e o governo de Goiás nas usinas do rio Tocantins e o governo de Minas Gerais no caso dos aproveitamentos do rio São Francisco. Ademais, um plano de ação para a realização de futuras licitações para outorga de aproveitamentos hidrelétricos identificados na nota técnica envolverá uma ampla estrutura de governança e a EPE poderá contribuir com estudos técnicos e econômicos para subsidiar o processo de tomada de decisão.*

(iv) Composição do parque termelétrico, o qual conta atualmente com muitas usinas a óleo diesel e óleo combustível, que são mais caras e poluentes.

63. *Com relação às usinas termelétricas já contratadas, deverão ser respeitados os contratos vigentes. A quebra desses contratos poderá trazer insegurança jurídica ao setor elétrico. Porém já existe regulamentação para a autorização da mudança de combustível, durante a vigência desses contratos. As condições necessárias são estabelecidas na Portaria MME nº 649, de 13 de dezembro de 2011.*



64. Vale destacar que as últimas publicações dos Planos Decenais indicam a contratação de usinas termelétricas preferencialmente movidas a gás natural e excluem, dentre as alternativas, as usinas movidas a óleo diesel e óleo combustível, como pode ser visto em trecho publicado no PDE 2024:

‘Destaca-se que a concretização desta expansão termelétrica está atrelada à disponibilidade de combustível a um preço competitivo para participação dos projetos nos futuros leilões de energia nova. Para efeitos de simulação e apresentação dos resultados deste Plano, foram consideradas usinas a gás natural (...). Entretanto, em caso de inviabilidade deste combustível, outras fontes, a exceção de óleo diesel e combustível, constituem alternativas (...).’”

De acordo com a ata da Reunião de Busca Conjunta de Soluções, realizada em 29 de junho de 2016:

“A Unidade ponderou que existem diversos entraves de ordem socioambiental para a construção de usinas com reservatórios, mesmo para aqueles aproveitamentos identificados pela EPE no estudo “Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização”, o que tornaria difícil sua inclusão nas licitações de outorga de concessão no curto/médio prazo.

O órgão de controle interno concordou em reformular as recomendações com relação a esse tema, no sentido de que algumas diretrizes indicativas dos planos de expansão sejam revistas, de forma a reforçar a necessidade de que os agentes sempre avaliem os custos-benefícios das duas alternativas sob a ótica econômica, energética, socioambiental, a nível local, regional e nacional.

O órgão de controle interno, no entanto, reforçou que as diretrizes devem contemplar a necessidade de os aproveitamentos identificados pela EPE continuem a ser estudados.

Foi destacado, ainda, que existe um estudo do CEPEL acerca do conceito de usinas plataforma, de forma a minimizar a intervenção nas regiões em que as usinas hidrelétricas são implantadas e, assim, reduzir a resistência da população em relação a sua construção. ”

Análise do Controle Interno

A Unidade ressaltou que a redução da capacidade de regularização das usinas hidrelétricas e a dificuldade de inserção de projetos de UHE com reservatório se deve principalmente em função das restrições socioambientais. Destacou, ainda, que o saneamento de qualquer ameaça à segurança energética decorrente da redução de capacidade de regularização é matéria de política energética e disposição do CNPE em última instância. No entanto, tendo em vista que o Ministro de Minas e Energia preside o CNPE, em qualquer hipótese, o titular da Pasta pode sugerir a deliberação, no âmbito do Conselho, de matérias e propostas de aperfeiçoamento de políticas e diretrizes para o setor de energia, inclusive a partir de sugestões dos órgãos de controle.

Ressalta-se que também o TCU, no Relatório Sistêmico de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (Fisc-Energia Elétrica)¹⁴, apontou a necessidade de se rever a política energética no que se refere ao tema “reservatórios”:

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

121. 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

¹⁴ Acórdão nº 993/2015 – TCU – Plenário.



reservatórios, como a localização dos potenciais hidrelétricos em território de florestas e de reservas indígenas.

De acordo com o TCU, 70% dos potenciais inventariados estão localizados na Amazônia, onde, de fato, encontram-se áreas com grandes entraves socioambientais. No entanto, também merece destaque o fato de que se todas hidrelétricas construídas e a construir na Amazônia fossem implantadas a área alagada seria de cerca de 0,16% do território amazônico, conforme indicam estudos divulgados pela consultoria legislativa do Senado Federal¹⁵:

Por que o Brasil está trocando as hidrelétricas e seus reservatórios por energia mais cara e poluente?

O grande problema é que reservatórios maiores exigem a inundação de áreas maiores. Para agravar o problema, as usinas a serem construídas doravante estarão localizadas, em sua grande maioria, na Amazônia, onde o relevo, no seu geral mais plano, dificultará a construção de reservatórios sem o alagamento de áreas mais extensas. Felizmente, a situação não é tão ruim quanto possa inicialmente parecer. A Empresa de Pesquisa Energética, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, divulgou dado segundo o qual se fossem somadas as áreas dos reservatórios de todas as usinas construídas e a construir na Amazônia teríamos uma área alagada de 10.500 km² de floresta, ou seja, apenas 0,16% de todo o bioma amazônico – inclusive o seu trecho situado em território estrangeiro –, uma parte ínfima, portanto, desse ecossistema tão precioso. Para facilitar a compreensão do que representa essa área, é possível dizer que ela equivale a aproximadamente o dobro do território do Distrito Federal. Vale registrar, também para efeitos comparativos, que a área total a ser ocupada pelos reservatórios dessas usinas seria apenas um pouco superior aos 7.000 km² de área desmatada na Amazônia brasileira só em 2010, ano em que menos se destruiu a floresta ao longo da série histórica desse levantamento, feito pelo INPE desde 1988.

Como alternativa à redução da capacidade de regularização das usinas hidrelétricas, a Unidade indica que adota como alternativa a diversificação de fontes de geração, com a contratação de energias renováveis (eólica, biomassa e solar) e a expansão do sistema de transmissão. Além disso, a SPE/MME indicou a implementação de estratégias de operação do sistema, como a geração de eletricidade durante o período úmido nas usinas hidrelétricas da bacia Amazônica, com o consequente aumento do armazenamento das usinas hidrelétricas localizadas em outras bacias nesse período, para que elas gerem a maior parte de sua eletricidade durante o período seco.

No que se refere à complementação da geração das fontes renováveis com a geração hidrelétrica, cumpre destacar que o aumento na capacidade de armazenamento de água nos reservatórios propiciaria incremento ainda maior na participação em nossa matriz dessas fontes de geração. Em relação a esse tópico merece ser destacado o entendimento do TCU, consignado no relatório Fisc-Energia Elétrica:

126. 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.

127. 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

¹⁵ Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado, Textos para Discussão nº 128, “Por que o Brasil está trocando as hidrelétricas e seus reservatórios por energia mais cara e poluente?”



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 (Peça 19).

128. 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 (Peça 16).

129. 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.

130. 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%.

[...]

132. 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.

133. 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.

A Unidade informou, ainda, que encontram-se em desenvolvimento estudos acerca de hidrelétricas reversíveis. Cabe destacar a visão do TCU acerca dessa tecnologia, consignada no relatório que subsidiou o Acórdão nº 2519/2015-TCU-Plenário:

135. Tais usinas, entretanto, não ampliam sobremaneira a capacidade instalada do sistema. É bem verdade que pode haver perda energética, uma vez que o gasto de energia para elevar a água, que está associado à eficiência do conjunto de equipamentos de bombeamento, é maior que a energia gerada com a mesma água. No entanto, esse sistema pode ser útil para ampliar a flexibilidade da operação do SIN no fornecimento de energia elétrica nos momentos de maior demanda. Ademais, tratam-se de pequenos reservatórios a céu aberto (assim como os de hidrelétricas convencionais), beneficiando-se também da chuva, a qual elevaria o nível do reservatório de alta, reduzindo a quantidade de água a ser bombeada e aumentando a eficiência do sistema.

136. A viabilização desses projetos, portanto, carece de maiores estudos, os quais, de acordo com as informações repassadas a essa equipe de fiscalização pela EPE, ainda se encontram em estágios bem iniciais, não se vislumbrando a sua aplicabilidade no curto prazo. Além do mais, a EPE salienta a necessidade de tais projetos estarem próximos aos centros de consumo (compreendendo máquinas que podem ser rapidamente ligadas e sincronizadas ao sistema) e alerta para a inovação desses projetos, os quais, portanto, demandam análises de viabilidade técnica, econômica e regulatória para implantação.

137. Assim, considerando-se a necessidade preeminente de ampliar a oferta de energia elétrica, julga-se oportuno recomendar ao MME que realize estudos conclusivos relacionados à implantação de usinas hidrelétricas reversíveis próximas aos centros de carga, no sentido de mapear o potencial de tais projetos no Brasil, bem como de atestar a sua viabilidade estimando a vantagem de sua inserção na matriz frente às demais possíveis soluções (instalação de usinas térmicas na base, redução do consumo, entre outros).



No que se refere à realização das audiências públicas, a Unidade pontuou que (i) a alternativa selecionada nos inventários hidrelétricos é apresentada em seminários públicos no âmbito da Avaliação Ambiental Integrada – AAI; (ii) nos estudos de viabilidade existe menor espaço para redefinição do aproveitamento ótimo e adoção de reservatórios muito diferentes daqueles da etapa de inventário; e (iii) a realização de audiências públicas já é obrigatória no processo de licenciamento ambiental.

Verifica-se, porém, que os seminários técnicos realizados quando da AAI se concentram na área da bacia hidrográfica atingida pelo conjunto de aproveitamentos a serem implantados.

Em que pese a importância do debate contemplar toda a sociedade brasileira e mesmo tendo em vista que a adoção de qualquer alternativa à geração por meio de usinas dotadas de reservatórios de regularização acaba por impactar, direta ou indiretamente, todas as regiões do país (dado que os subsistemas são interligados e os custos de geração compartilhados, bem como os impactos ambientais decorrentes da geração por fontes térmicas convencionais atingem a todos), não há ampla discussão a nível nacional. Também nos processos de licenciamento ambiental as audiências se concentram a nível local e/ou regional.

Mesmo para os projetos identificados na Nota Técnica nº EPE-DEA-DEE-001/2015 - “Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização”, que não se localizam na região amazônica, a SPE/MME ressaltou que existem dificuldades a serem superadas que exigem articulação institucional e política, sobretudo nas esferas estadual e federal.

O órgão de controle interno entende que uma forma de contornar tais dificuldades seria o envolvimento dos órgãos federais e estaduais que atuam nos setores de energia, meio ambiente, recursos hídricos, dentre outros, nas discussões realizadas no âmbito do CNPE. Para tal, o Ministro de Minas e Energia pode propor, caso seja necessário e julgue pertinente, alterações ao Decreto que dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho, de forma a ampliar o número de representantes das Unidades da Federação, dos agentes econômicos e da sociedade em geral nas discussões acerca da política energética nacional.

De acordo com a Unidade, para a construção de um plano de ação visando a realização de futuras licitações para outorga de aproveitamentos hidrelétricos identificados na Nota Técnica nº EPE-DEA-DEE-001/2015 será necessária uma ampla estrutura de governança e a EPE poderá contribuir com estudos técnicos e econômicos para subsidiar o processo de tomada de decisão. A esse respeito, destacamos que a governança do processo pode ser capitaneada pelo MME, uma vez que o Ministro da Pasta preside o CNPE, e os estudos podem ser realizados não só pela EPE, mas também devem contar com o apoio das secretarias finalísticas da Pasta e de órgãos/entidades como ANEEL, ONS, CCEE, associações do setor, universidades, etc. Para questões que necessitem de decisão do CNPE, o MME poderá provocar a discussão no âmbito do Conselho.

No que se refere à composição do parque termelétrico, a SPE/MME destaca que - para as usinas já contratadas - deverão ser respeitados os contratos vigentes, o que também é o entendimento do órgão de controle. Pode-se verificar, ainda, que já existe regulamentação para a autorização da mudança de combustível (Portaria MME nº 649/2011) e que o PDE indica a contratação de usinas termelétricas preferencialmente movidas a gás natural, excluindo, dentre as alternativas, as usinas movidas a óleo diesel e óleo combustível. Dessa forma, como já apontando anteriormente, optou-se por não efetuar recomendação com relação a esse tópico.

Na Reunião de Busca Conjunta de Soluções, a Unidade ponderou que existem diversos entraves de ordem socioambiental para a construção de usinas com reservatórios, mesmo para aqueles aproveitamentos identificados pela EPE no relatório “Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização”, o que tornaria difícil a realização de leilões para outorga dessas concessões no curto ou médio prazo.



Destarte, o órgão de controle interno concordou em reformular as recomendações com relação a esse ponto, no sentido de que algumas diretrizes indicativas dos planos de expansão sejam revistas, de forma a reforçar a necessidade de que os agentes sempre avaliem os custos-benefícios das duas alternativas (usina com ou sem reservatório) sob a ótica econômica, energética, socioambiental, a nível local, regional e nacional. O órgão de controle interno reforçou, ainda, que as diretrizes devem contemplar a necessidade de que os aproveitamentos identificados pela EPE no supracitado relatório continuem a ser estudados.

Recomendações:

Recomendação 1: Rever as diretrizes indicativas dos planos de expansão, de forma a reforçar a necessidade de que a EPE e os agentes avaliem - quando da realização de estudos de inventário e de viabilidade - os custos e benefícios das duas alternativas (usina hidrelétrica com ou sem reservatório) sob as óticas econômica, energética, socioambiental, a nível local, regional e nacional

Recomendação 2: Orientar a EPE e os agentes a aprofundarem a avaliação dos aproveitamentos identificados no relatório “Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização”, de forma a verificar a possibilidade de incluí-los em futuros leilões de geração de energia elétrica.

1.1.2.4 CONSTATAÇÃO

Insuficiência de mecanismos de transparência no processo decisório do MME, CMSE e CNPE, bem como não utilização de ferramentas capazes de identificar os efeitos da regulamentação editada por esses órgãos sobre o setor normatizado.

Fato

Enquanto órgão supervisor, o MME, diretamente ou como participante do CNPE e do CMSE, é responsável por propor e editar normas para os setores de energia elétrica, mineração, petróleo e gás. O exercício desse poder normativo, sem a avaliação prévia e adequada dos efeitos oriundos da criação e/ou alteração de regras, pode trazer insegurança jurídica para os setores destinatários da regulamentação, bem como inviabilizar investimentos ou onerar pesadamente os consumidores.

Para mitigar tais riscos, algumas medidas são importantes, entre as quais: aumento de diálogo com a sociedade e o setor regulamentado, e utilização de análises de impacto da regulamentação sobre o setor. A primeira medida visa, especialmente, garantir que a regulamentação a ser editada seja capaz de harmonizar e equilibrar posições políticas, econômicas e sociais. A segunda medida, por sua vez, busca garantir que os efeitos da regulamentação sobre o setor afetado sejam conhecidos, mensurados e avaliados antes da edição da norma.

Em relação à primeira medida, pode-se tomar como boa prática o processo decisório e de regulamentação adotado pela ANEEL: (i) as reuniões da Diretoria Colegiada são transmitidas em tempo real pela *internet*; (ii) as resoluções são respaldadas por notas técnicas que apresentam a justificativa para a regulamentação proposta; e (iii) são realizadas audiências e consultas públicas para novas propostas de regulamentos, com o intuito de receber sugestões da sociedade e dos agentes para aprimoramento dos normativos e da regulação do setor elétrico.

Em relação à segunda medida, a análise de impacto regulatório (AIR) é a ferramenta utilizada para melhorar a qualidade da regulamentação editada pelos órgãos governamentais. De



acordo com o documento “Recomendação do Conselho sobre Política Regulatória e Governança” da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE:

A Análise de Impacto Regulatório (AIR) é tanto uma ferramenta como um processo de decisão com o objetivo de informar os tomadores de decisão sobre se e como devem regular para atingir as metas das políticas públicas. Melhorar a base empírica da regulação através de uma avaliação *ex ante* (prospectiva) do impacto da nova regulação é uma das mais importantes ferramentas regulatórias disponíveis para os governos. Seu objetivo é melhorar a elaboração de regulações auxiliando as autoridades a identificar e considerar as opções regulatórias mais eficientes e efetivas, incluindo as alternativas não regulatórias, antes de ser tomada uma decisão. Um método de fazer isso é através da análise empírica dos custos e benefícios da regulação e dos meios alternativos para se alcançar os objetivos da política, identificando a abordagem que provavelmente produzirá o maior benefício líquido para a sociedade.

A AIR bem delineada pode ajudar na promoção da coerência da política, tornando transparentes as vantagens e desvantagens inerentes a propostas de regulação, a identificação de quem se beneficia dos efeitos distributivos da regulação e quem arcará com os custos, e como a redução do risco em uma área pode criar riscos para outras áreas. Uma AIR abrangente incorpora a avaliação dos impactos econômicos, sociais e ambientais. A AIR pode aprimorar a utilização de evidências na elaboração de políticas, pode apresentar resposta adequada a um problema identificado e pode reduzir a incidência de falha regulatória decorrente de regulação quando não há justificativa para fazê-lo, ou não regular, quando claramente necessário.

No entanto, o uso efetivo da avaliação de impacto é exigente em termos de recursos e competências e é muitas vezes dificultado pela má aplicação ou pela resistência política e burocrática. A AIR às vezes é mal compreendida como um substituto para a formulação de políticas, quando na verdade ela se destina a facilitar e fortalecer o processo da política, ajudando a avaliar se as regulações são necessárias e se serão efetivas. Com o foco adequado, uma AIR pode ser integrada ao desenvolvimento de políticas ao invés de servir como um obstáculo processual. [...]

A análise de impacto regulatório, nessa direção, afigura-se como uma importante ferramenta para a melhoria da qualidade da atuação do MME e aperfeiçoamento do *accountability* nos setores de energia elétrica, mineração, petróleo e gás. Fica claro que a inserção de novas regulamentações por meio do mapeamento de cenários e riscos e que se baseie em avaliações qualitativas e quantitativas tem o condão de ser mais bem sucedida do que aquela que tem o fim tão-somente de emitir regulamentos.

Destaca-se que a ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 540, de 12 de março de 2013, já determina a realização obrigatória da AIR previamente à expedição de qualquer ato normativo. Ou seja, essa não é uma novidade no setor elétrico, podendo ser expandida para os demais órgãos governamentais que, por meio de suas decisões, impactam essa área de infraestrutura.

Ao longo desta auditoria, foram verificados casos em que a utilização dessas medidas poderia ter aperfeiçoado a atuação do MME. Esses casos são resumidos no Quadro 2 e, em seguida, tratados em tópicos específicos.

Quadro 2: Atos normativos propostos e/ou editados pelo MME

Ato normativo	Problemas detectados	Medidas que poderiam ser adotadas para evitar o problema
Resolução CNPE nº 03/2013 e da Portaria MME n.º 455/2012	<ul style="list-style-type: none">Judicialização da regulamentação (insegurança jurídica)Ônus financeiro para os geradores e comercializadoresContinuidade dos despachos fora da ordem de mérito para	<ul style="list-style-type: none">Análise de impacto regulatórioRealização de consulta pública anterior à edição da normaPublicação das análises das contribuições recebidas da sociedade



	garantia do suprimento energético	<ul style="list-style-type: none"> • Transparência na decisão acerca do despacho de usinas fora da ordem de mérito atinente à segurança energética
Renovação das concessões (MP nº 579/2012, Decretos de regulamentação e Portarias)	<ul style="list-style-type: none"> • Morosidade na definição das regras • Indefinição acerca da renovação ou não das concessões e valores das indenizações • Insegurança jurídica • Ônus financeiro para as empresas, o consumidor e o Estado 	<ul style="list-style-type: none"> • Análise de impacto regulatório • Realização de consulta pública anterior à edição da norma • Publicação das análises das contribuições recebidas da sociedade
Aprovação do PDE	<ul style="list-style-type: none"> • Insuficiência dos mecanismos de transparência no processo de aprovação do PDE 	<ul style="list-style-type: none"> • Publicação das análises das contribuições recebidas da sociedade

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria

• **Judicialização da Resolução CNPE nº 03/2013 e da Portaria MME nº 455/2012**

A Resolução CNPE nº 03/2013¹⁶ instituiu o rateio entre todos os agentes de mercado, inclusive comercializadores e geradores, de parcela do despacho adicional de usinas termelétricas acionadas por decisão do CMSE para garantir a segurança energética. Esses custos são incluídos no Encargo de Serviços do Sistema – ESS, que anteriormente, eram rateados apenas entre os agentes de perfil consumo.

Tal comando foi objeto de contestação judicial por parte de vários agentes, que obtiveram liminares e decisões judiciais impedindo sua aplicação.

Caso tivesse sido realizada uma audiência/consulta pública anteriormente à publicação da Resolução CNPE nº 03/2013, os possíveis impactos e riscos da medida poderiam ter sido mais bem antevistos, incluindo uma avaliação quanto ao momento mais apropriado para sua adoção, ao se contar com contribuições advindas da sociedade e do mercado.

A Resolução CNPE nº 03/2013 promoveu, ainda, a modificação dos programas computacionais utilizados no planejamento, operação e formação de preços com o objetivo de incorporar a aversão ao risco e aproximar as simulações dos modelos às práticas operativas adotadas pelo ONS, como os Procedimentos Operativos de Curto Prazo¹⁷. Com essa medida, o Custo Marginal de Operação – CMO e o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD passariam a refletir os custos de uma parcela substancial do despacho termelétrico que, anteriormente, vinha sendo realizado fora da ordem de mérito econômico¹⁸ e cobrado via encargo setorial, no caso o ESS.

Qualquer modificação nos modelos computacionais empregados no planejamento, operação e formação de preços do mercado de energia elétrica brasileiro, como ocorreu com a

¹⁶ A Resolução CNPE nº 03/2013 estabeleceu diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, além de outras providências.

¹⁷ Por meio dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP térmicas são despachadas fora da ordem de mérito para garantir a manutenção de níveis de armazenamento durante o período seco suficientes para se atingir, em novembro de cada ano, o estoque de segurança necessário (níveis meta).

¹⁸ O despacho por mérito econômico de uma usina termelétrica ocorre quando o seu Custo Variável Unitário – CVU é inferior ao CMO do submercado no qual a usina está localizada.



incorporação de mecanismos de aversão a risco promovida pela Resolução CNPE nº 03/2013, ou em caso de alteração em parâmetros como o custo de déficit, taxa de desconto, parâmetros do CVaR, dentre outros, gera incertezas e maiores riscos no negócio de geração, o que pode elevar o retorno exigido para o investimento em novas usinas, podendo impactar os preços da energia adquirida pelos consumidores regulados e livres. Para as usinas já implantadas, modificações nos modelos computacionais e em seus parâmetros de entrada podem levar a alterações substanciais na perspectiva de retorno dos investidores.

Dessa forma, tendo em vista que os agentes, tanto empreendedores quanto os consumidores podem ser severamente impactados em decorrência de alterações em normativos, metodologias e parâmetros adotados no setor elétrico, os mesmos devem ser ouvidos preliminarmente à efetivação de quaisquer novas alterações.

Também se afigura necessário que as análises às contribuições recebidas em futuras audiências/consultas públicas sejam disponibilizadas para pesquisa, por exemplo, no sítio eletrônico do MME, como forma de dar maior transparência à condução do setor elétrico e dotar a sociedade de mais um instrumento de avaliação da atuação governamental.

No caso da Portaria MME nº 455/2012, por meio da qual foram aprovadas diretrizes relativas ao registro *ex-ante* de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica firmados no Ambiente de Contratação Livre – ACL, também se verificou que a mesma teve sua aplicação suspensa por meio de decisão judicial.

Pode-se constatar que foi realizada uma consulta pública (Portaria nº 73, de 1º de março de 2010) para discussão das diretrizes que seriam estabelecidas para o registro dos contratos. No entanto, na minuta levada à consulta pública havia apenas o seguinte texto no que se refere ao registro *ex-ante*:

3. A partir de 2011, os registros de contratos na CCEE deverão ser efetuados antes do início do respectivo período de consumo, conforme disciplina a ser estabelecida pela ANEEL. Poderá ser admitido o registro de contrato após o mês de operação ou de consumo até o limite de cinco por cento dos montantes registrados para o respectivo mês de operação. **(Sem grifos no original)**

Já a Portaria MME nº 455/2012 trouxe diretrizes significativamente diferentes com relação ao texto levado à consulta pública, tendo em vista que ao invés de deixar a disciplina do registro *ex-ante* a cargo do órgão regulador, tal qual proposta inicial, a referida norma já estabeleceu regras para o registro, nos seguintes termos:

Art. 1º Aprovar Diretrizes relativas ao Registro de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica firmados no Ambiente de Contratação Livre - ACL.

Art. 2º A partir de 1º de novembro de 2012, os contratos de que trata o art. 1º deverão ser registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE antes do início da entrega da energia, observadas as condições estabelecidas nas regras e procedimentos de comercialização, e os seguintes prazos:

I - até 31 de maio de 2014, os contratos serão registrados com frequência mensal e os montantes contratados poderão ser alterados após o registro do contrato de compra e venda, inclusive após a verificação do consumo; e (Redação dada pela PRT MME 021 de 14.01.2014)

II - a partir de 1º de junho de 2014, os contratos serão registrados com frequência semanal e os montantes contratados e registrados poderão ser alterados, exclusivamente, antes do início da semana de entrega da energia. (Redação dada pela PRT MME 021 de 14.01.2014)

[...]

Art. 4º Os Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica cujos montantes sejam definidos em função do consumo e carga do agente, denominados contratos com

mecanismos de flexibilidade, terão os respectivos montantes ajustados pela CCEE a partir do consumo e carga verificados.

Destaca-se, que por meio de decisão judicial, de 14/04/2014, os efeitos da Portaria foram suspensos:

Ou seja, a conclusão que se extrai deste primeiro exame é que a matéria relativa à comercialização de energia elétrica somente poderá ser disciplinada por ato da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, e não do Ministério de Minas e Energia, o que deixa entrever a nulidade da portaria impugnada por vício formal insanável.

Ante o exposto, antecipo a tutela para suspender os efeitos da Portaria MME nº 455/2012, desde sua edição, até ulterior deliberação deste juízo.

- **Despachos fora da ordem do mérito**

Com o advento da Resolução CNPE nº 03/2013 buscou-se tornar os sinais de preço para o mercado mais realistas e, como consequência, verificou-se, após a sua implementação, o aumento do CMO e do PLD, tendo em vista a incorporação no modelo de parcela de geração termelétrica que era paga por meio de encargo.

De acordo com a ata de reunião da CPAMP, de 25/02/2013, em que discutiu o relatório do Grupo de Trabalho sobre metodologia de formação do CMO e do PLD e impactos no ESS:

4. O Relatório foi elaborado a partir das análises e discussões aprofundadas por parte dos membros da CPAMP, com o objetivo de **avaliar oportunidades de aprimoramentos na metodologia atual de despacho, da formação do PLD e determinação do Encargo de Serviços do Sistema – ESS, que tenham como foco o fornecimento de sinal econômico mais eficiente para o mercado de energia elétrica.** (Sem grifos no original)

No entanto, mesmo após a edição da Resolução CNPE nº 03/2013, ainda existe a possibilidade de despachos fora da ordem de mérito por decisão do CMSE, consoante seu art. 2º:

Art. 2º Por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, extraordinariamente e com o objetivo de garantir o suprimento energético, o ONS poderá, adicionalmente ao indicado pelos programas computacionais, despachar recursos energéticos ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados.

§ 1º A decisão do CMSE deverá ser respaldada em estudo do ONS, consolidado em Nota Técnica específica.

Dados da apresentação do InfoPLD - Jan/2016 indicam que, apenas nos anos de 2014 e 2015, o ESS por segurança energética atingiu R\$ 6,1 bilhões, resultado dos despachos fora da ordem de mérito econômico com o objetivo de garantir o suprimento energético. Dessa forma, verifica-se que usinas com $CVU > CMO$ têm sido despachadas, mesmo após a edição da Resolução CNPE nº 03/2013. No início de 2016, por exemplo, verifica-se a adoção de despacho termelétrico, mesmo com custos marginais praticamente nulos.

Dessa forma, sugere-se que a CPAMP realize uma nova avaliação dos parâmetros $\alpha=50$ e $\lambda=25$ da metodologia de aversão a risco *Conditioned Value at Risk* – CvaR ou Valor Condicionado a um Dado Risco, introduzida nos modelos computacionais a partir da Resolução CNPE nº 03/2013.

Ademais, no que tange aos despachos fora da ordem de mérito, não se verificou a disponibilização - na seção reservada ao CMSE no site do MME - das Notas Técnicas específicas do ONS que respaldaram os despachos de recursos energéticos adicionalmente ao indicado pelos programas computacionais e/ou mudanças no sentido do intercâmbio entre submercados, de forma a dar transparência às decisões tomadas pelo comitê.

- **Morosidade no estabelecimento das regras aplicáveis à renovação das concessões de distribuição**



Por meio da Nota Técnica nº 218/2015/DIENE/DI/SFC/CGU-PR, de 10/02/2015, o controle interno apontou a morosidade do Poder Concedente na definição dos fundamentos e diretrizes que seriam utilizados na prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica. De acordo com a referida nota técnica:

31. Na mesma toada, tão importante quanto dotar o setor de energia elétrica de segurança jurídica é garantir que este não seja maculado com regras conflitantes e/ou que desestabilizem ou causem prejuízo ao setor como um todo. Para isso, cada vez mais se torna relevante que as regras produzidas pelos especialistas do setor público sejam ainda submetidas ao crivo da sociedade e do mercado, com o fito de que, a partir da síntese das diversas contribuições apresentadas, seja elaborada uma norma econômica, eficiente, eficaz e efetiva para o setor elétrico, isenta de vícios jurídicos e/ou alocações equivocadas de custos.

Assim, foram emitidas recomendações ao MME no sentido de que (i) a Pasta não se furtasse de submeter ao mercado e à sociedade as condições e critérios de prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, avaliando a plausibilidade das contribuições recebidas, e acatando-as, quando aplicáveis e (ii) apresentasse plano de ação detalhado aplicável à prorrogação dessas concessões.

No entanto, as regras para a renovação das concessões de distribuição somente foram estabelecidas em 03/06/2015, data de publicação do Decreto nº 8.461, ou seja, cerca de um mês antes do vencimento de 38 dessas concessões e trinta e três meses após a edição da MP nº 579/2012. Além disso, não foi realizada audiência/consulta pública preliminarmente à edição do referido Decreto, que regulamentou o art. 7º da Lei nº 12.783/2013 (resultado da conversão da MP nº 579/2012).

- **Indefinição acerca da renovação das concessões de distribuição**

Por meio da MP nº 706, de 28/12/2015, foi estabelecido que a partir da decisão do Poder Concedente pela prorrogação, o concessionário deverá assinar o contrato de concessão ou o termo aditivo no prazo de até duzentos e dez dias, contado da convocação, prazo esse que havia sido fixado em 30 dias na Lei nº 12.783/2013. De acordo com comunicado publicado no sítio eletrônico do MME:

A Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, previa que o prazo para assinatura dos contratos de concessão era de 30 dias após decisão do poder concedente pela prorrogação das concessões abarcadas pela referida Lei.

Em relação ao processo de prorrogação das concessões de distribuição, cabe destacar que 38 concessionárias tiveram seus contratos encerrados em julho de 2015.

Assim, após realização de estudos a respeito da questão e diante do disposto no Art. 7º da Lei 12.783, de 2013, optou-se por prorrogar essas concessões de forma condicionada mediante o atingimento de metas de qualidade na prestação do serviço bem como no desempenho econômico-financeiro das companhias, o que se deu por meio da edição do Decreto nº 8.461, em 2 de junho de 2015.

Em virtude da complexidade dos estudos necessários, entendeu-se como adequado ampliar o prazo para que os interessados possam empreender análises mais aprofundadas sobre a prorrogação e possam ultimar todas as providências de cunho empresarial, possibilitando avaliação criteriosa por parte de seus controladores para a qualificada tomada de decisão.

Face a essa situação, o Governo decidiu ampliar o referido prazo de 30 para 210 dias, por meio da Medida Provisória 706, de 28 de dezembro de 2015, publicada no mesmo dia em edição extra do Diário Oficial da União, de forma a possibilitar, ainda, que a agência reguladora, ANEEL, estabeleça novas metas a serem atingidas pelos concessionários nos 5 anos subsequentes, tomando por base, não mais o seu desempenho de 2014, mas sim o de 2015.

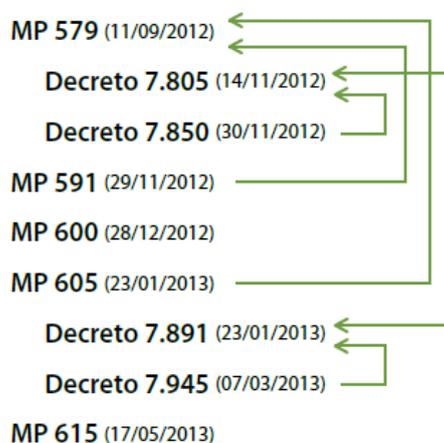


Dessa forma, resta evidenciado que a excessiva demora na fixação das regras para a renovação das concessões de distribuição ocasionou o vencimento de algumas concessões, inclusive seis distribuidoras do grupo Eletrobras, sem que os novos contratos tenham sido assinados.

- **Constantes alterações do marco regulatório do setor elétrico**

No processo de renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição também se verificou a ausência de discussão das regras com os agentes e com a sociedade, preliminarmente à edição de medidas provisórias e decretos que causaram significativo impacto no setor elétrico. Esse processo foi marcado pelo excesso de alterações de normas e regulamentos em curto espaço de tempo. A figura a seguir ilustra a quantidade de Medidas Provisórias e Decretos que promoveram mudanças significativas no modelo setorial a partir da edição da MP nº 579/2012.

Figura 4: Medidas Provisórias e Decretos editados em 2012 e 2013 relativos a renovação das concessões.



Fonte: Insituto Acende Brasil, White Paper Edição nº 13.

A título de exemplo, destaca-se que um dos dispositivos da MP nº 579/2012 previu que os bens reversíveis vinculados às concessões de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, independentemente da vida útil remanescente do equipamento, seriam considerados totalmente amortizados pela receita auferida pelas concessionárias de transmissão.

No entanto, a MP nº 591/2012, de 29/11/12, alterou esse dispositivo, o qual passou a prever que o Poder Concedente estaria autorizado a pagar, na forma de regulamento que ainda seria editado, às concessionárias de transmissão que optassem pela prorrogação prevista na MP nº 579/2012, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela ANEEL.

Para três transmissoras, a ANEEL já homologou os valores da indenização referente aos ativos existentes em 31/05/2000, sendo R\$ 9 bilhões para Furnas, R\$ 1 bilhão para a Eletrosul e R\$ 3,89 bilhões para a CTEEP. No entanto, ainda falta fixar os valores para outras empresas, como é o caso de Chesf, Cemig, Copel, Eletronorte.

Por meio da Portaria MME nº 120, de 20/04/2016, foi estabelecido que o pagamento das indenizações de transmissão ocorrerá a partir de 2017 por meio de repasse tarifário. Os valores das indenizações passarão a compor a Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão de energia elétrica e o custo de capital será adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas - RAP, implicando em aumento nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão – TUST pagas pelos consumidores.



Isso reforça a constatação de ausência de análise de impacto regulatório, preliminarmente à edição da MP nº 579/2012, no que toca à definição das indenizações relativas aos ativos de transmissão existentes em 31/05/2000.

- **Processo de aprovação do PDE**

As Portarias de abertura das consultas públicas referentes aos planos decenais são enumeradas no quadro a seguir, no qual se pode verificar que não há uma uniformização nos prazos para o recebimento de contribuições da sociedade e dos agentes setoriais ao processo de planejamento energético conduzido pelo MME:

Quadro 3: Portarias de consulta pública dos Planos Decenais de Expansão.

Plano Decenal	Portaria MME	Prazo para envio de contribuições
PDE 2012-2021	nº 546, de 21 de setembro de 2012 (Publicada no DOU em 24/9/2012)	31 de outubro de 2012 (38 dias)
PDE 2013-2022	nº 372, de 23 de outubro de 2013 (Publicada no DOU em 24/10/2013)	10 de novembro de 2013 (18 dias)
PDE 2014-2023	nº 471, de 8 de setembro de 2014 (Publicada no DOU em 9/9/2014)	5 de outubro de 2014 (27 dias)
PDE 2015-2024	nº 445, de 15 de setembro de 2015 (Publicada no DOU em 16/9/2015)	7 de outubro de 2015 (21 dias)

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria.

A equipe de auditoria verificou que o processo de consulta pública para a aprovação dos planos decenais de expansão se dá apenas por intercâmbio documental, não sendo realizadas sessões presenciais para discussão das contribuições recebidas da sociedade e dos agentes do setor.

Ainda com relação a esse instrumento de planejamento, não se verificou a disponibilização à sociedade em transparência ativa de um documento que contenha a análise das contribuições recebidas durante os processos de consulta pública, o que se recomenda que seja feito a partir dos próximos processos de confecção do PDE.

Pareceres da própria Consultoria Jurídica junto à Pasta trazem esse mesmo entendimento, conforme trechos colacionados a seguir:

Parecer nº 00473/2015/CONJUR-MME/CGU, de 14/09/2015:

15. Ademais, após o recebimento das contribuições oriundas da consulta pública que se pretende realizar, os órgãos técnicos do Ministério de Minas e Energia deverão analisar as contribuições recebidas e avaliar a pertinência de sua incorporação à proposta submetida ao escrutínio público, apresentando respostas fundamentadas às contribuições apresentadas e divulgando amplamente o resultado da referida consulta pública, como forma de garantir a concretização dos princípios da publicidade e da participação popular, inerentes ao Estado Democrático de Direito.

Parecer nº 00670/2015/CONJUR-MME/CGU/AGU, de 18/12/2015:

19. A teor do que dispõe a Lei 9.784/1999, é importante que sejam apresentadas respostas fundamentadas às contribuições colhidas por meio da consulta pública, divulgando amplamente seu resultado, como forma de garantir a concretização dos princípios da publicidade e da participação popular inerentes ao Estado Democrático de Direito.

- **Considerações Adicionais**

Entende-se que tanto o MME quanto o CNPE e o CMSE devem avaliar a adoção de mecanismos mais transparentes e participativos para a definição de novas regras e metodologias



que impactem os consumidores e os agentes que atuam não só no setor de energia elétrica, mas também nos segmentos de mineração e petróleo e gás.

Para tal, poderiam ser realizadas audiências/consultas públicas e análises de impacto regulatório, previamente à edição de portarias e resoluções ou proposições de medidas provisórias e decretos, que venham a alterar regras vigentes ou instituir novas regras para o sistema eletroenergético do país e demais setores de infraestrutura sob a supervisão do MME.

Dessa forma, seria mitigada a ocorrência de situações que causem sobressaltos e surpresas no mercado, como verificado quando das alterações promovidas pela Resolução CNPE nº 03/2013 e no âmbito da renovação das concessões.

Causa

Adoção incipiente de mecanismos de participação social e dos agentes do setor elétrico nos processos de regulamentação conduzidos ou de que participa o MME.

Manifestação da Unidade Examinada

Em resposta à Solicitação de Auditoria nº 201600446/11, a SE/MME se manifestou por meio do Ofício nº 141/2016-SE-MME, de 2 de junho de 2016:

(As informações a seguir foram extraídas da Nota Técnica nº 26/2016-DMSE/SEE-MME, de 1º de junho de 2016.)

65. No que se refere ao texto **“Falta de transparência do processo decisório do MME, CMSE e CNPE, bem como não utilização de ferramentas capazes de identificar os efeitos da regulamentação editada por esses órgãos sobre o setor normatizado”**, o DMSE apresenta as seguintes manifestações:

66. *Manifestação 5.1: O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, em sua 166ª reunião, realizada em 02 de março de 2016, deliberou que: “O Comitê deverá encaminhar à CPAMP solicitação de análise referente à avaliação dos parâmetros da metodologia CVaR utilizados nos modelos de simulação de otimização energética de forma a verificar se a solução de equilíbrio entre custos operacionais e segurança energética continua adequada”. Assim, em 31 de março de 2016, foi encaminhado Memorando nº 2/2016-CMSE-MME (ANEXO 2) à Secretaria Executiva do MME, para que esta tome as providências junto à CPAMP de forma a atender à deliberação do CMSE.*

67. *Manifestação 5.2: As Atas aprovadas das reuniões do CMSE são publicadas no sítio eletrônico do MME, assim como todos os seus anexos. A Ata descreve os temas e assuntos discutidos nas reuniões do CMSE, registrando as análises e decisões do Comitê. Sempre que demandado o MME fornece documentos adicionais que subsidiam as decisões do Comitê, dentre eles apresentações, estudos, Notas Técnicas, etc.*

68. *Manifestação 5.3: Conforme a Lei nº 10.848/2004, o CMSE tem a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. Assim, em suas reuniões são discutidos temas importantes e estratégicos não só para o setor elétrico brasileiro, mas para toda a sociedade brasileira. O CMSE é composto pelo MME, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Agência Nacional do Petróleo – ANP, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, Empresa de Pesquisa Energética - EPE e Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, incorporando os representantes das entidades responsáveis pelo planejamento da expansão, operação eletroenergética dos sistemas elétricos, administração da comercialização de energia*



elétrica e regulação do setor elétrico nacional, conforme definido na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

69. A Lei nº 10.848/2004, em seu Art. 14, § 2º, define: “A critério da coordenação, poderão ser chamados a participar representantes de entidades governamentais afetas aos assuntos específicos de interesse do Comitê”. Assim, entendemos que a forma estipulada em Lei para participação de demais agentes setoriais nas reuniões do CMSE é através de convite realizado pelo coordenador do CMSE, mesmo assim limitado a “entidades governamentais afetas aos assuntos específicos de interesse do Comitê”. Em diversas oportunidades foram convidados a participar das reuniões do CMSE agentes, entidades, associações, etc.

70. Ainda segundo a Lei nº 10.848/2004, em seu Art. 14, § 3º, define: “A coordenação do Comitê poderá constituir comissões temáticas incorporando uma representação pluralista dos agentes setoriais em sua composição, conforme definições a serem estabelecidas em regulamento próprio”. Assim, entendemos que a forma estipulada em Lei para participação de demais agentes setoriais nas decisões do CMSE é através da constituição de comissões temáticas, a critério da coordenação do CMSE.

(As informações a seguir foram extraídas da Nota Informativa nº 2/2016-SE-MME, de 1º de junho de 2016.)

71. Com relação ao item “**Judicialização da Resolução CNPE nº 03/2013 e da Portaria MME n.º 455/2012**”, em especial a Resolução CNPE nº 03/2013, releva destacar que o principal comando objeto de constatação judicial por parte de agentes é o art. 3º que trata do período transitório, o qual não é mais aplicado desde o Programa Mensal de Operação de setembro de 2013.

72. No âmbito da Resolução CNPE nº 03/2013 e com o apoio da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPTEL desenvolveu duas abordagens metodológicas para a incorporação de mecanismos de aversão ao risco internamente aos modelos computacionais: Superfície de Aversão ao Risco – SAR, e Valor Condicional a um Dado Risco – CVaR. A definição da metodologia a ser adotada (no caso, o CVaR), assim como os parâmetros associados (no caso, α e λ foram frutos de testes de validação exaustivos conduzidos por uma equipe de cerca de 60 (sessenta) técnicos das instituições Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, CEPTEL, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e Ministério de Minas e Energia. Os testes de validação consideraram os impactos dos parâmetros nas atividades setoriais de operação, formação do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD e planejamento da expansão.

73. Os resultados dos testes foram apresentados e discutidos em Workshop realizado pelo Ministério de Minas e Energia no dia 24 de julho de 2013, inclusive com transmissão pela internet, que contou com a participação de mais de 100 (cem) representantes do setor, e foram objeto de Audiências Públicas realizadas pela ANEEL: (i) Audiência Pública 086/2013, no período de 31/07/2013 a 19/08/2013, cujo objeto foi a obtenção de subsídios para homologação dos programas computacionais de planejamento e formação de preço com internalização de mecanismos de aversão a risco de que trata o art. 1º da Resolução CNPE nº 03/2013, a revogação dos regulamentos que tratam das Curvas de Aversão a Risco de Racionamento - CAR, instituída pela Resolução GCE nº 109/2002, e dos Procedimentos Operativos de Curto-Prazo – POCP; e (ii) Audiência Pública nº 110/2013, no período de 14/10/2013 a 12/11/2013, cujo objeto foi a obtenção de subsídios para auxiliar na aprovação do uso do modelo DECOMP pelo ONS e CCEE que incorpora a metodologia do CVaR. Essas audiências resultaram na homologação da versão do NEWAVE e do DECOMP com a internalização do mecanismo de aversão a risco CVaR.



74. Relativamente ao item **“Despachos fora da ordem do mérito”**, os esclarecimentos necessários são prestados a seguir.

75. A otimização da operação do Sistema Interligado Nacional - SIN é feita com base em diversos fatores, tais como: condições hidrológicas passadas e cenários futuros; energia armazenada; previsão da demanda de energia; custos de combustíveis; entrada de novos projetos e disponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão. Os modelos computacionais utilizados determinam o despacho ótimo de geração e os intercâmbios de energia considerando uma estratégia que minimiza o valor esperado do custo total de operação ao longo de todo o horizonte de planejamento e mecanismos de aversão a risco. São ainda obtidos os Custos Marginais de Operação - CMOs para cada período e submercado, que formam a base dos PLDs. Neste procedimento, busca-se uma solução de compromisso entre a segurança e os impactos nos custos de operação do sistema, com reflexos na formação do PLD e na expansão do sistema.

76. Assim, em sistemas hidrotérmicos, a estratégia de operação visa antecipar o despacho de geração térmica com custos unitários de operação (CVUs) mais baixos, com o intuito de evitar o atingimento, no futuro, de níveis indesejáveis de armazenamento nos reservatórios das usinas hidroelétricas e, com isso, minimizar o risco de déficits de energia, mas sem onerar em demasia os custos de operação do sistema.

77. Não obstante, não é possível prever com exatidão qual série hidrológica acontecerá, sendo que a sua realização só ocorre durante a operação do sistema. Assim, faz-se necessário que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tenha a prerrogativa de despachar recursos energéticos fora da ordem de mérito, a fim de garantir a segurança energética.

78. Com a internalização do CVaR nos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, houve uma redução significativa do despacho fora da ordem de mérito. Por exemplo, o despacho por ordem de mérito correspondeu, no ano de 2013 (outubro a dezembro) e em 2014 (janeiro a dezembro) a mais de 95% (noventa e cinco por cento) do total de térmicas despachadas. Já no ano de 2015, correspondeu a cerca de 77% (setenta e sete por cento), sendo que no primeiro semestre de 2015, o valor foi cerca de 90% (noventa por cento). Dadas as hidrologias críticas vivenciadas neste período, o CMSE decidiu pelo despacho fora da ordem de mérito visando manter a segurança de abastecimento e o atendimento ao mercado de energia elétrica.

79. No que concerne ao item **“Constantes alterações do marco regulatório do setor elétrico”**, e no tocante ao texto **“No processo de renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição também se verificou a ausência de discussão das regras com os agentes e com a sociedade, preliminarmente à edição de medidas provisórias e decretos que causaram significativo impacto no setor elétrico”**, cumpre informar que foram realizadas reuniões com a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia Elétrica e de Consumidores Livres – ABRACE, Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – ABRAGE, Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica – ABCE, Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica – ABIAPE, Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – ABRATE, Associação Nacional dos Consumidores de Energia – ANACE, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE, Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica – ABRACEEL, Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas – ABRAGET e a Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica – APMPE, para que todos os agentes integrantes do Sistema Elétrico Brasileiro se manifestassem sobre assunto, tendo sido solicitado que esses entendimentos também fossem apresentados por escrito, de forma permitir o seu registro.

80. Com referência ao Decreto nº 8.461, de 2015, ressalta-se que antes de sua edição foram realizadas reuniões com a ABRADEMP – Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia



Elétrica de Menor Porte e a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, e que após sua publicação, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL promoveu a Audiência Pública 038/2015, disponibilizando as minutas dos contratos de concessão e de seus termos aditivos, momento em que todos os interessados e a sociedade tiveram oportunidade de apresentar contribuições e observações.

81. *Em referência à **recomendação nº 4** desta constatação, que trata da “**Reavaliação dos Parâmetros do CVaR**”, informa-se que a reavaliação dos parâmetros α e λ do CVaR já está na agenda de atividades da CPAMP, e considerará a nova Função Custo do Déficit de Energia, conforme mencionado anteriormente, e também foi objeto de deliberação pelo CMSE na 166ª Reunião, ocorrida em 2 de março de 2016.*

82. *No que tange à indenização de instalações de ativos das instalações existentes em 31 de maio de 2000, destaca-se que a Exposição de Motivos EMI nº 0050-A/2012 MME / AGU / MF da Medida Provisória nº 591/2012, cujos itens 4 e 5 são transcritos a seguir:*

“.....

4. *Embora a legislação referente a estas instalações de transmissão, da época da formação da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN, estabeleça que o prazo de concessão era suficiente para amortizar ou depreciar totalmente estes ativos, poderia eventualmente haver situações excepcionais em que ainda não houvesse a plenitude desta amortização ou depreciação.*

5. *À título de ilustração, cita-se que a própria formação da Rede Básica do SIN se concretizou mediante ato do poder público no ano de 2000, sendo que a legislação regente assim o determinava desde o ano de 1995, conforme caput do art. 17 da Lei nº 9.074/1995. Neste intervalo, poderia haver investimentos que, porventura, ao final da concessão ainda não tivessem amortizados ou depreciados em sua totalidade.*

.....”

83. *Quanto à alteração de normas é preciso considerar que as alterações promovidas trataram de 76 (setenta e seis) usinas hidroelétricas e 06 (seis) usinas termoeletricas representando 34% da geração, 44 (quarenta e quatro) concessões de serviço público de distribuição e mais de 65.500 km de linhas de transmissão e respectivas subestações, aproximadamente, 75% das linhas de transmissão existentes, e adequações nas disposições legais e regulatórias certamente foram exigidas.*

84. *E essas adequações não são exclusividade do assunto em abordagem. O Setor Elétrico Brasileiro envolve uma enorme quantidade de agentes, nos segmentos de geração, transmissão e distribuição e comercialização de energia elétrica, que ocorre em dois ambientes: regulado e livre. A complexidade desse Setor leva à necessidade de constante ajuste das normas em vigor, no intuito de equilibrar o mercado e aprimorar a prestação do serviço de energia elétrica no País.*

(As informações a seguir foram extraídas da Nota Informativa nº 009/2016/DPE/SPE-MME, de 1º de junho de 2016.)

85. *Relativamente ao item “**Processos de aprovação do PDE**”, seguem os seguintes esclarecimentos.*

86. *A Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.184, de 16 de setembro de 2004, criou a Empresa de Pesquisa Energética - EPE e definiu suas atribuições, com a finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, que, pela Constituição Federal, é função de governo, de forma indelegável. Dentre as atribuições da EPE está a de elaboração dos estudos necessários para o*



desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica a curto, médio e longo prazos, dentre eles o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE.

87. *O Decreto nº 7.798, de 12/09/2012, no artigo 15 do Anexo I, definiu as competências da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE, do Ministério de Minas e Energia - MME, a qual compete assegurar a integração intersetorial no âmbito do Ministério e coordenar os estudos de planejamento energético setorial.*

88. *Com relação aos períodos de disponibilização da minuta do PDE para consulta pública, observa-se, conforme já mostrado na Tabela 1 desta Nota Informativa, que, em suas últimas 6 (seis) edições, os mesmos foram variáveis, observando-se um prazo mínimo para recebimento das contribuições de 18 dias (caso do PDE 2022) e um prazo máximo de 73 dias (caso do PDE 2020, quando houve prorrogação da consulta pública por solicitação do Ministério Público Federal), ou seja:*

- *PDE 2019 – Portaria MME nº 512, de 3 de maio de 2010 - 30 dias;*
- *PDE 2020 – Portaria MME nº 344, de 1º de junho de 2011 - 30 dias, e Portaria MME nº 441, de 18 de julho de 2011, com prorrogação de mais 43 dias – contabilização de um período total de 73 dias;*
- *PDE 2021 – Portaria MME nº 546, de 21 de setembro de 2012 – 38 dias;*
- *PDE 2022 – Portaria MME nº 372, de 23 de outubro de 2013 – 18 dias;*
- *PDE 2023 – Portaria MME nº 471, de 8 de setembro de 2014 – 27 dias;*
- *PDE 2024 - Portaria MME nº 445, de 15 de setembro de 2015 – 22 dias.*

89. *Após o recebimento das contribuições oriundas da consulta pública, o MME elabora um relatório reunindo a íntegra de todas as contribuições recebidas, encaminhando-o para a EPE, que realiza a avaliação quanto a pertinência ou não da incorporação das referidas contribuições no ciclo em andamento do PDE, ou em um próximo ciclo. A avaliação da EPE é apresentada ao MME em planilha, de forma objetiva. Todas as contribuições recebidas e as avaliações da EPE constam do processo relativo ao PDE, o qual é disponibilizado aos interessados quando solicitado.*

De acordo com a ata da Reunião de Busca Conjunta de Soluções, realizada em 29 de junho de 2016:

“A UPC entende que o processo de transparência poderia ter avançado mais nos últimos anos, citando como exemplo o fato de o CNPE estar há 14 anos sem representante da sociedade e da universidade.

A UPC ressaltou que mecanismos de aperfeiçoamento da transparência do órgão estão sendo avaliados, no entanto destacou que alguns assuntos, no âmbito do CNPE/CMSE, devem ter caráter reservado, como, por exemplo, a formulação da política pública.

A SEE, por exemplo, destacou que já está trabalhando para divulgação da ata do CMSE de forma mais célere, o que atualmente ocorre cerca de um mês após a realização das reuniões.

A UPC irá avaliar em quais aspectos se pode avançar no quesito transparência e que, no caso do CNPE/CMSE, buscará indicar a esses colegiados propostas de melhoria dos processos atualmente adotados, de forma a conferir maior transparência a suas decisões.

O órgão de controle interno, a pedido da UPC, irá avaliar a possibilidade de aperfeiçoar a redação da 1ª recomendação, apesar de já entender que a atual redação já indica algumas ações que poderiam ser tomadas pelo MME, CMSE e CNPE no sentido de deixar seus processos mais transparentes.



No que se refere à 2ª recomendação (Realizar, no âmbito da CPAMP, uma reavaliação dos modelos computacionais para estudos energéticos e formação de preço, incluindo a metodologia de aversão a risco e parâmetros implementados a partir da Resolução CNPE nº 03/2013, com o objetivo de tornar o sinal econômico de preços mais eficiente, realista e estável para o mercado de energia elétrica), ficou acordado que a mesma será mantida.”

Análise do Controle Interno

Pode-se verificar que o CMSE, em sua 166ª reunião (02/03/2016), deliberou que o Comitê encaminharia à CPAMP solicitação de análise referente à avaliação dos parâmetros da metodologia CVaR utilizados nos modelos de simulação de otimização energética, de forma a verificar a adequação da solução de equilíbrio entre custos operacionais e segurança energética decorrente da metodologia e parâmetros vigentes, o que poderá trazer importante aperfeiçoamento ao modelo setorial.

O DMSE ressaltou que nas reuniões do CMSE são debatidos assuntos estratégicos e que os demais agentes participam através de convite do MME, o que seria limitado a entidades governamentais, ou através de comissões temáticas, de acordo com sua manifestação. No entanto, cabe destacar que o art. 2º, § 1º, do Decreto nº 5.175/2004 permite que outros agentes, inclusive entidades privadas e técnicos do setor, participem das reuniões do Comitê, desde que convidados pelo Ministro de Minas e Energia, não sendo exigido que necessariamente seja constituída uma comissão temática para que haja essa participação:

§ 1º O Ministro de Estado de Minas e Energia poderá convidar para participar das reuniões do CMSE, dentre outros, representantes de órgãos da administração federal, estadual e municipal, e de entidades públicas e privadas, bem como técnicos do setor elétrico.

Ademais, verificou-se que, após a realização da 169ª reunião (1º/6/2016), o CMSE informou pelo *site* do MME que debaterá formas de dar mais transparência a suas decisões, o que vai ao encontro dos apontamentos realizados pelo controle interno na presente auditoria:

CMSE debaterá formas de dar mais transparência a decisões

O CMSE também decidiu introduzir mudanças nos procedimentos internos do colegiado. Será criado um regimento novo, a partir de diálogo com o setor. O objetivo das mudanças será dar maior transparência aos trabalhos e processos do CMSE, o que se alinha com a visão do Ministério de Minas e Energia de maior fortalecimento dos órgãos e empresas do setor, com menos intervenção.

“Temos a responsabilidade de acalmar o clima e criar um ambiente de paz para que possamos superar a crise. Esse Ministério tem um papel fundamental no incentivo e na indução do crescimento e desenvolvimento. Queremos fortalecer e reinstitucionalizar o setor, respeitando as competências de cada órgão. Com ajuda dos senhores, queremos fazer a harmonia fina, com cada entidade defendendo seus interesses”, afirmou o ministro Fernando Coelho Filho na abertura da reunião. “Temos alguns rumos que precisam ser aperfeiçoados. Cada um, com sua forma de pensar, tem algo a contribuir”, disse.

Nesse processo, a Eletrobras não será mais convidada a participar sistematicamente das reuniões do CMSE, de forma a valorizar e fortalecer seu papel empresarial, não se confundindo com o papel de formulação de políticas públicas do Ministério de Minas e Energia.

As novidades que deverão ser adotadas no novo regimento do CMSE buscam ainda reforçar os processos de governança do monitoramento do setor elétrico, com redução no intervencionismo, aprimoramento da divulgação das informações econômicas debatidas no colegiado e fortalecimento das instituições, criando ambiente de segurança no setor para atração de investimentos.

Conforme destacado pela Unidade, pode-se verificar que, de fato, todas as atas das reuniões do CMSE são publicadas no *site* do Ministério. Além disso, o Comitê tem



disponibilizado, desde fevereiro/2014, notas informativas contendo informações sobre as condições de atendimento do SIN.

No entanto, no caso do CNPE, verificou-se que, das duas reuniões realizadas em 2015 (30ª e 31ª), somente foi disponibilizada a memória da 30ª reunião. Também cabe destacar que em 2015 foram editadas quatro resoluções do CNPE, listadas a seguir, para as quais seria interessante que fossem disponibilizados em transparência ativa os estudos e as notas técnicas que subsidiaram sua edição, o que também poderia ser feito para as resoluções editadas nos anos anteriores, bem como para as que futuramente venham a ser discutidas e aprovadas no âmbito do Conselho.

Quadro 4: Resoluções editadas pelo CNPE em 2015

Resolução	Ementa
Resolução nº 1, 03/06/2015	Autoriza a realização da Décima Terceira Rodada de Licitações de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, em 2015.
Resolução nº 2, 18/09/2015	Estabelece os parâmetros técnicos e econômicos das licitações de concessões de geração de energia elétrica.
Resolução nº 3, 21/09/2015	Autoriza e define diretrizes para comercialização e uso voluntário de biodiesel.
Resolução nº 4, 08/12/2015	Cria o Comitê Técnico para Eficiência Energética com o objetivo de propor estratégias para a promoção da eficiência energética, bem como sua inserção no conjunto de políticas e ações para o desenvolvimento sustentável do País.

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria.

Em relação à Resolução CNPE nº 3/2013, a Unidade destacou que o principal comando objeto de constatação judicial por parte de agentes foi o art. 3º, que trata do período transitório¹⁹, o qual não é mais aplicado desde o PMO de setembro de 2013. No entanto, conforme noticiado recentemente (07/06/2016), o Tribunal Regional Federal – TRF da 1ª Região negou provimento à apelação da União para manter a liminar que excluiu os associados da APINE e ABRAGEL, associações representativas de agentes geração, do rateio do ESS estabelecido pela Resolução CNPE nº 3/2013.

A Unidade informou, ainda, que a definição da metodologia de aversão a risco e dos seus parâmetros decorreram de testes conduzidos por técnicos da ANEEL, CEPEL, CCEE, EPE, ONS, além do próprio Ministério e os resultados foram apresentados e discutidos em *workshop* realizado em 24/07/2013. Nesse caso, o ideal seria que os agentes também tivessem participado dos testes e simulações para a escolha da metodologia e dos parâmetros e não somente fossem chamados para a apresentação dos resultados após essas definições.

Em relação às audiências públicas promovidas pela ANEEL, as mesmas buscaram, basicamente, homologar as novas versões dos programas computacionais utilizados no planejamento e formação de preços tendo em vista a incorporação da aversão a risco, sem discutir o mérito acerca de qual metodologia adotar ou quais valores a serem utilizados em sua parametrização.

A necessidade de manter a prerrogativa de que o CMSE despache recursos energéticos fora da ordem de mérito para preservar a segurança energética, conforme informado pelo DMSE, não afasta a necessidade de se promover o aperfeiçoamento das metodologias atualmente adotadas, de forma a melhorar o sinal econômico e diminuir a excessiva volatilidade dos preços para o mercado de energia elétrica.

¹⁹ A partir da primeira semana operativa de abril/2013 e, até que se efetivasse a implementação da metodologia de aversão a risco nos programas computacionais, em setembro/2013, foi utilizado um procedimento transitório para apuração do PLD e para rateio do custo do despacho adicional acionado por decisão do CMSE.



Por outro lado, cabe destacar que, conforme dados apresentados pela Unidade, houve redução significativa do despacho fora da ordem de mérito com a incorporação do mecanismo de aversão a risco CVaR nos modelos computacionais. No entanto, a partir dos dados apresentados pelo próprio Ministério, em 2015 o despacho fora da ordem de mérito representou cerca de 23%. No início de 2016, podemos verificar, por exemplo, usinas despachadas mesmo com custos marginais praticamente nulos, o que reforça a necessidade de se reavaliar a metodologia e os parâmetros implementados a partir da Resolução CNPE nº 03/2013.

Ainda com relação à Resolução CNPE nº 03/2013, a SE/MME informou que a reavaliação dos parâmetros α e λ do CVaR já está na agenda de atividades da CPAMP, e deverá considerar a nova Função Custo do Déficit de Energia, conforme objeto de deliberação na 166ª Reunião do CMSE. Tais estudos, após concluídos e discutidos com os agentes, poderão significar um importante avanço para o bom funcionamento do mercado de energia elétrica do país.

Em relação às constantes alterações do marco regulatório do setor elétrico, em especial no que se refere ao processo de renovação das concessões, foi destacado pela Unidade que foram realizadas reuniões com diversas associações, tanto dos consumidores quanto de geradores, transmissores e comercializadores, tendo solicitado aos participantes que enviassem suas manifestações por escrito. Entretanto, tais documentos não constam nos processos enviados pela Unidade ao órgão de controle interno.

No que se refere ao Decreto nº 8.461/2015, que trata especificamente das condições para renovação das concessões de distribuição, a Secretaria Executiva informou que, preliminarmente à sua edição, foram realizadas reuniões com a associação das distribuidoras (ABRADEMP e ABRADEE). Destacou também que a ANEEL promoveu audiência pública, disponibilizando a minuta dos contratos de concessão e termos aditivos, momento em que todas as partes interessadas e a sociedade poderiam apresentar suas contribuições e observações. A partir da manifestação da Unidade, pode-se inferir que, preliminarmente à edição das regras insculpidas no Decreto nº 8.461/2015, somente foram ouvidas as distribuidoras, deixando as demais classes de agentes, em especial os consumidores, à margem do processo.

No que tange às indenizações dos ativos existentes em 31/05/2000, o Ministério justificou que as alterações promovidas pela MP nº 579/2012 abarcaram grande conjunto de empreendimentos, o que justificaria as adequações nas disposições legais e regulatórias ocorridas ao longo do processo. A esse respeito, em que pese o argumento da Unidade, entendemos que a falta de uma definição clara com relação aos valores de indenização devidos aos concessionários que aceitaram prorrogar suas concessões (mediante redução de suas tarifas e receitas) trouxe incertezas adicionais aos investimentos no setor, podendo ter influência, inclusive, nos resultados dos leilões de transmissão realizados nos últimos anos, os quais vêm apresentando diversos lotes sem proponentes.

Também no caso da Medida Provisória nº 688/2015 não se verificou um amplo debate com a sociedade no que se refere (i) ao pagamento da bonificação pela outorga na licitação das concessões de geração não renovadas e (ii) à transferência do risco hidrológico dos geradores hidrelétricos para os consumidores.

Por fim, em que pese o Ministério informar que todas as contribuições recebidas e as avaliações da EPE constam dos processos relativos aos planos decenais, os quais seriam disponibilizados aos interessados quando solicitado, recomenda-se que tais documentos sejam disponibilizados em transparência ativa, de preferência na *internet*, como forma de ampliar as discussões acerca da temática “energia” e conferir mais um instrumento de controle social aos cidadãos.



Em razão da concordância da unidade e pelo fato de não terem sido apresentados argumentos capazes de afastar o apontamento do controle interno, mantém-se as recomendações formuladas no âmbito do relatório preliminar.

Salienta-se que, em que pese ter sido aventada, no âmbito da Reunião de Busca Conjunta de Soluções, a possibilidade de alterar a redação da 1ª recomendação, o órgão de controle interno entende que o trecho original já contempla - de maneira exemplificativa e não taxativa - algumas ações que poderiam ser tomadas pelo MME, CMSE e CNPE no sentido de deixar seus processos de regulamentação e decisões mais transparentes.

Recomendações:

Recomendação 1: Avalie a adoção ou, conforme o caso, a proposição de mecanismos capazes de dar mais transparência às decisões do Ministério e do CNPE e CMSE, como por exemplo: (i) submeter a audiências/consultas públicas, inclusive com sessões presenciais, as propostas de planos, políticas e regramentos que impactem o setor, bem como os estudos que suportem tais propostas; (ii) instituir procedimento de análise de impacto da regulamentação sobre o setor; (iii) disponibilizar um documento na internet que contenha a análise das contribuições recebidas da sociedade; e (iv) no caso do CNPE e do CSME, transmitir - quando aplicável, em tempo real - as reuniões realizadas pela internet ou disponibilizá-las em um repositório de fácil acesso no sítio eletrônico do MME para consultas posteriores.

Recomendação 2: Realizar, no âmbito da CPAMP, uma reavaliação dos modelos computacionais para estudos energéticos e formação de preço, incluindo a metodologia de aversão a risco e parâmetros implementados a partir da Resolução CNPE nº 03/2013, com o objetivo de tornar o sinal econômico de preços mais eficiente, realista e estável para o mercado de energia elétrica.

1.1.2.5 CONSTATAÇÃO

Falhas de planejamento dos leilões de geração e transmissão de energia elétrica contribuindo para o atraso na entrada em operação de empreendimentos.

Fato

Os leilões de energia são os instrumentos utilizados pelo Poder Concedente (MME) para atendimento à demanda de energia elétrica futura do mercado nacional.

Usualmente os leilões de geração são denominados A-1, A-3 ou A-5, o que significa que a energia deve ser entregue no primeiro, terceiro ou quinto ano após o leilão, respectivamente. O critério adotado para a escolha dos vendedores é o menor preço ofertado para a energia elétrica, em reais por megawatt-hora – R\$/MWh, às distribuidoras do SIN.

Os leilões de transmissão, por sua vez, são realizados para implantação da rede de transmissão necessária para garantir as condições de atendimento ao crescimento do mercado, de forma a interligar as usinas contratadas aos centros de consumo, e promover o intercâmbio entre as diversas regiões do país com segurança e qualidade. O critério para a escolha dos empreendedores vencedores nesse tipo de leilão é a menor receita anual permitida – RAP (em R\$/ano) requerida para construir, operar e manter as linhas de transmissão e/ou subestações.

Verificou-se que várias usinas que foram concluídas nos últimos anos foram forçadas a permanecer desligadas porque as linhas de transmissão para escoar sua energia não ficaram prontas até o momento em que as unidades geradoras estavam aptas a entrar em operação



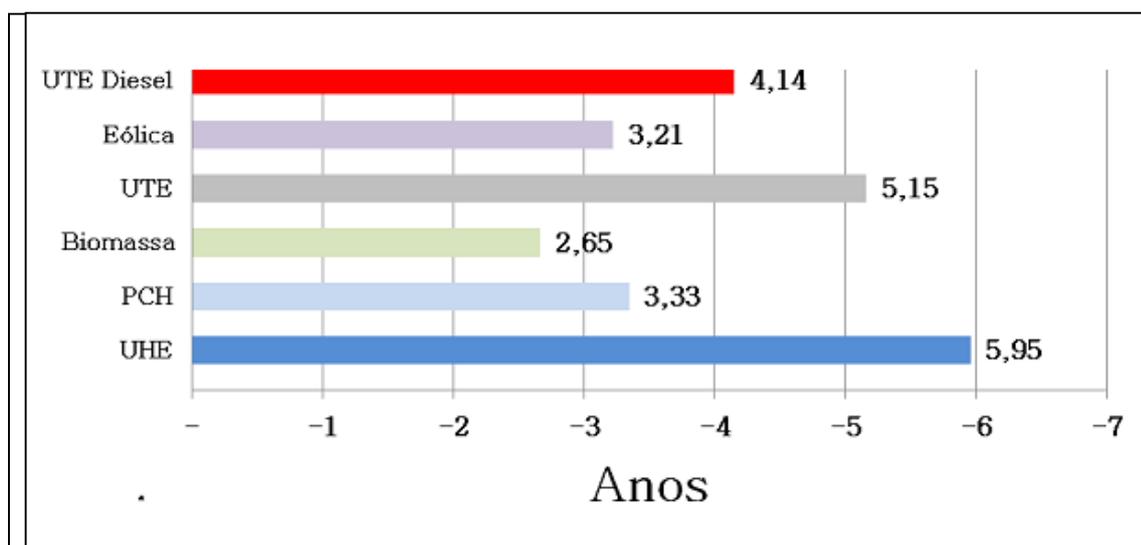
comercial. O caso mais noticiado se deu com os atrasos nas instalações de transmissão necessárias ao escoamento da energia de parques eólicos no Nordeste.

Tais ocorrências decorrem, em muitos dos casos, de dificuldades enfrentadas pelos empreendedores no processo de licenciamento ambiental, além de fatores relacionados a aspectos fundiários, indígenas, de financiamento e falhas no planejamento.

- **Empreendimentos de geração**

No que se refere à geração, o gráfico a seguir, elaborado pela Associação dos Servidores da Agência Nacional de Energia Elétrica – ASEA, com base em um conjunto de empreendimentos contratados em leilões de energia nova, mostra o tempo médio para entrada em operação em função de cada tecnologia/fonte.

Gráfico 6: Tempo médio para entrada em operação por fonte.



Fonte: Parecer Técnico “Perspectivas e Recomendações para o Setor Elétrico” da Associação dos Servidores da Agência Nacional de Energia Elétrica – ASEA.

Estudo da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN), que abrangeu o período de 2006 a 2014, indica que o atraso das obras das usinas para geração de energia elétrica custou R\$ 65,1 bilhões ao país. Esse valor considerou as obras atrasadas até 31/12/2014 – 272 usinas e 410 turbinas – e o custo de reposição de energia que precisou ser realizada através das usinas termelétricas.

Consoante art. 2º, parágrafo 2º, inciso III da Lei nº 10.848/2004, *in verbis*:

§ 2º A contratação regulada de que trata o *caput* deste artigo deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, devendo ser observado o seguinte:

III - para a energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, início de entrega no 3º (terceiro) ou no 5º (quinto) ano após a licitação e prazo de suprimento de no mínimo 15 (quinze) e no máximo 35 (trinta e cinco) anos. **(Sem grifos no original)**

Dessa forma, entende-se que os leilões A-3 e A-5 devem ser realizados com antecedência efetiva de, pelo menos, três ou cinco anos, respectivamente, em relação à data inicial de suprimento, de forma a propiciar prazo minimamente adequado para construção dos empreendimentos.

No entanto, tem se verificado que os leilões de geração têm sido realizados geralmente no segundo semestre, muitas vezes em dezembro, mantendo-se a data de início de suprimento no primeiro semestre do terceiro ou quinto ano após o ano de realização do certame. Dessa forma, resta menos tempo para a construção dos empreendimentos, o que contribui para os atrasos que se tem verificado. O quadro a seguir resume os prazos para entrada em operação dos leilões de energia nova e de reserva, realizados de 2012 a 2015:

Quadro 5: Prazos para entrada em operação – Leilões de 2012 a 2015.

Ano	Leilão	Data de realização	Início do suprimento	Prazo para entrada em operação
2012	14º Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (Leilão "A-5")	14/12/2012	01/01/2017	4 ano(s),0 mês(es) e 18 dia(s)
2013	5º Leilão de Energia de Reserva	23/08/2013	01/09/2015	2 ano(s),0 mês(es) e 8 dia(s)
	16º Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (Leilão "A-5")	29/08/2013	01/01/2018	4 ano(s),4 mês(es) e 4 dia(s)
	17º Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (Leilão "A-3")	18/11/2013	01/01/2016	2 ano(s),1 mês(es) e 12 dia(s)
	18º Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (Leilão "A-5")	13/12/2013	01/05/2018	4 ano(s),4 mês(es) e 18 dia(s)
2014	19º Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (Leilão "A-3")	06/06/2014	01/01/2017	2 ano(s),6 mês(es) e 28 dia(s)
	6º Leilão de Energia de Reserva	31/10/2014	01/10/2017	2 ano(s),11 mês(es) e 1 dia(s)
	20º Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (Leilão "A-5")	28/11/2014	01/01/2019	4 ano(s),1 mês(es) e 3 dia(s)
2015	3º Leilão de Fontes Alternativas (*)	27/04/2015	01/07/2017	2 ano(s),2 mês(es) e 6 dia(s)
	21º Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (Leilão "A-5")	30/04/2015	01/01/2020	4 ano(s),8 mês(es) e 2 dia(s)
	22º Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (Leilão "A-3")	21/08/2015	01/01/2018	2 ano(s),4 mês(es) e 13 dia(s)
	7º Leilão de Energia de Reserva	28/08/2015	01/08/2017	1 ano(s),11 mês(es) e 4 dia(s)
	8º Leilão de Energia de Reserva	13/11/2015	01/11/2018	2 ano(s),11 mês(es) e 19 dia(s)
	9º Leilão de Energia de Reserva	03/07/2015	01/01/2016	0 ano(s),5 mês(es) e 30 dia(s)

(*) Início de suprimento em 1º de janeiro de 2016 para empreendimentos a partir de fonte termelétrica a biomassa, novos ou existentes, e 1º de julho de 2017 para novos empreendimentos a partir de fontes termelétrica a biomassa e eólica.

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria.

Quando os leilões de geração são realizados com prazos exíguos para a entrega da energia, isso também acaba por pressionar os cronogramas de implantação das linhas de transmissão necessárias ao escoamento da energia elétrica, o que contribui para a ocorrência de descasamentos entre os empreendimentos de geração e de transmissão.



Em sede de auditoria operacional, o Tribunal de Contas da União – TCU analisou os projetos leiloados e/ou autorizados no período de 2005 a 2012, tendo constatado atrasos sistêmicos significativos na entrada em operação de empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica. Conforme Acórdão nº 2316/2014-TCU-Plenário, de 2005 a setembro de 2013 deixaram de entrar no SIN uma potência de 7.399,59 MW, o que equivale a 3.439,18 MW médios de garantia física, decorrentes de atraso na entrada em operação de empreendimentos contratados em 22 leilões de geração.

O TCU constatou que ocorreram atrasos em 79% dos empreendimentos de hidrelétricas (atraso médio de oito meses), em 75% de térmicas (atraso médio de onze meses), em 88% de eólicas (atraso médio de dez meses) e em 62% de pequenas centrais hidrelétricas (atraso médio de quatro meses).

De acordo com o Tribunal, casos relevantes de atrasos e descompassos entre as datas de entrada em operação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica causaram impacto sobre a segurança no suprimento de energia e geraram custos desnecessários ao sistema elétrico brasileiro da ordem de R\$ 8,3 bilhões, conforme detalhado no quadro a seguir:

Quadro 6: Casos de atrasos e descompassos, de 2009 a 2013.

Casos	Período	Descrição	Impacto financeiro		Impacto sobre a segurança energética (MW médios)
			Modalidade do impacto	Valor do impacto financeiro (R\$ mil)	
UHE Santo Antônio	Jan a dez/2013	Atrasos nas obras da usina.	-	0	854,4
UHE Jirau	Jan a ago/2013	Atrasos nas obras da usina.	MCP	186.259,00	1.641,2
Interligação do Complexo do Madeira ao Sudeste	Abr a dez/2013	Descompassos na execução das obras da LT.	RAP	134.615,00	
Interligação do Sistema Acre-Rondônia ao SIN	Nov/2009 a Dez/2013	Atrasos na interligação resultaram na permanência dos despachos térmicos.	ESS	2.652.719,00	
UTES de Manaus	Jan/2011 a dez/2013	Descompasso na conversão das térmicas: subutilização do gás.	≠ de preços do gás e do óleo	3.207.374,00	
LT Tucuruí-Macapá-Manaus	Jun a dez/2013	Subutilização da LT.	RAP	179.200,00	
UTES Maranhão IV e V	Jan a mar/2013	Atrasos nas obras da usina.	MCP	228.390,00	466,6
UHE Dardanelos	Jan a ago/2011	A usina foi concluída antes da transmissão.	-	0,00	154,9
UTE Porto do Itaqui	Jan a dez/2012	Atrasos nas obras da usina.	MCP	204.156,00	332,7
UTE Pecém I	Jan a jun/2012	Atrasos nas obras da usina.	MCP	68.416,00	631,0
UTE Pecém II	Jan a set/2013	Atrasos nas obras da usina, a qual foi concluída antes da transmissão.	MCP	243.920,00	294,7
Usinas Eólicas	Jul/2012 a dez/2013	As usinas foram concluídas antes das transmissões.	RF + MCP	929.590,00	570,0



Casos	Período	Descrição	Impacto financeiro		Impacto sobre a segurança energética (MW médios)
			Modalidade do impacto	Valor do impacto financeiro (R\$ mil)	
UTES a Biomassa	Ago/2009 a fev/2013	As usinas foram concluídas antes das transmissões.	RF	247.816,00	170,0
Total em R\$				8.282.455,00	

Fonte: Relatório que subsidiou o Acórdão nº 2316/2014-TCU-Plenário.

Legenda: MCP = Mercado de Curto Prazo, RAP = Receita Anual Permitida, ESS = Encargo de Serviço de Sistema, RF = Receita Fixa.

- **Empreendimentos de transmissão**

O TCU também verificou o atraso das obras em 83% das linhas de transmissão (atraso médio de quatorze meses) e em 63% das subestações (atraso médio de três meses).

De acordo com o Relatório de Auditoria da CGU nº 201317627, no qual foram avaliados empreendimentos de transmissão sob responsabilidade da Chesf, associados a empreendimentos de geração eólica, foram constatados atrasos na execução devidos principalmente à demora na obtenção das licenças ambientais e a atrasos na liberação fundiária das faixas de servidão. Os atrasos geraram prejuízos à companhia pela não geração de receitas operacionais da ordem de R\$ 30 milhões, além de prejuízos à sua imagem, visto que, pela ausência das linhas de transmissão, as centrais eólicas ficaram impedidas de prover energia ao Sistema Interligado Nacional – SIN e passaram a fazer jus à receita de venda, conforme Contrato de Energia de Reserva – CER ou Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, valor suportado pelos usuários do sistema elétrico.

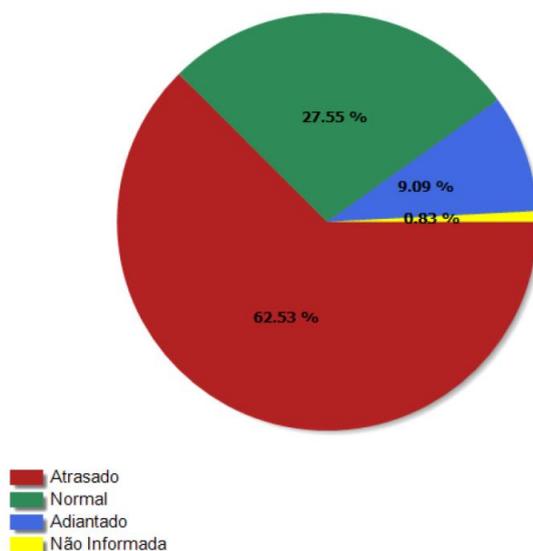
Conforme ata da 155ª reunião do CMSE, realizada em 13 de maio de 2015, para os empreendimentos de transmissão considerados prioritários, de um total de 18 empreendimentos (13.760 km), oito deles (7.731 km) estavam com atraso, nove (5.182 km e 2.400 MVA) estavam em dia e apenas 1 empreendimento (847 km) estava adiantado em relação à data de entrega prevista conforme o ato legal.

Em acompanhamento realizado pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade da ANEEL – SFE/ANEEL foi indicado que 62,53%²⁰ dos empreendimentos de transmissão em construção encontravam-se atrasados em set/2015 - atraso médio de 503 dias, a partir da situação do cronograma dos 363 empreendimentos em andamento, conforme gráfico a seguir.

²⁰ SFE/ANEEL – Relatório Trimestral - Acompanhamento diferenciado de empreendimentos de expansão da Rede Básica - Setembro de 2015.



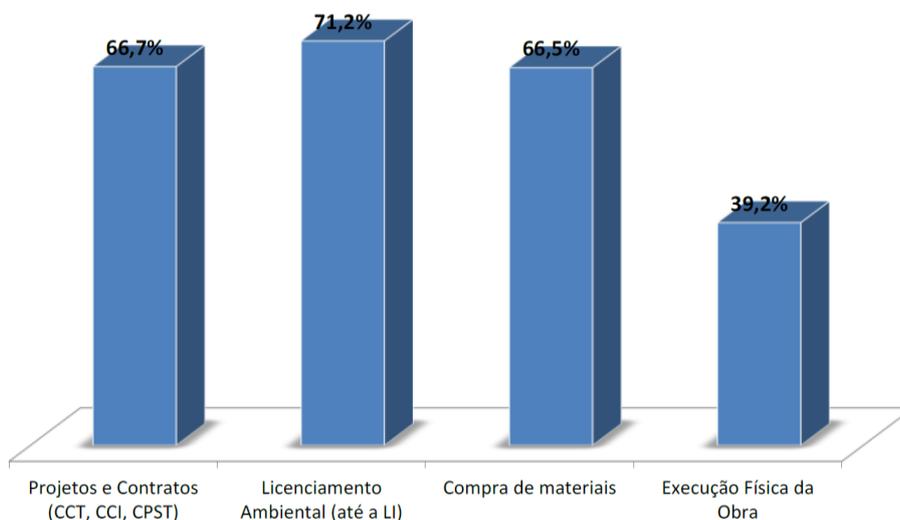
Gráfico 7: Situação dos empreendimentos de transmissão.



Fonte: SFE/ANEEL – Relatório Trimestral - Acompanhamento diferenciado de empreendimentos de expansão da Rede Básica - Setembro de 2015.

Ainda de acordo com o relatório da SFE/ANEEL, uma das principais causas desses atrasos é o licenciamento ambiental, conforme se pode observar no gráfico a seguir:

Gráfico 8: Principais causas de atrasos em empreendimentos de transmissão.



Fonte: SFE/ANEEL – Relatório Trimestral - Acompanhamento diferenciado de empreendimentos de expansão da Rede Básica - Setembro de 2015.

Em seu relatório de fiscalização, a SFE/ANEEL indica, ainda, que há expectativa de descasamento entre os empreendimentos de transmissão e geração associados a UHE Belo Monte, maior usina hidrelétrica em construção no país.

Verifica-se que as instalações de transmissão são licitadas sem a licença ambiental prévia – LP, ao contrário do que é realizado nos leilões de geração de energia elétrica, o que tem contribuído para os atrasos verificados na implantação das interligações necessárias a expansão do SIN.

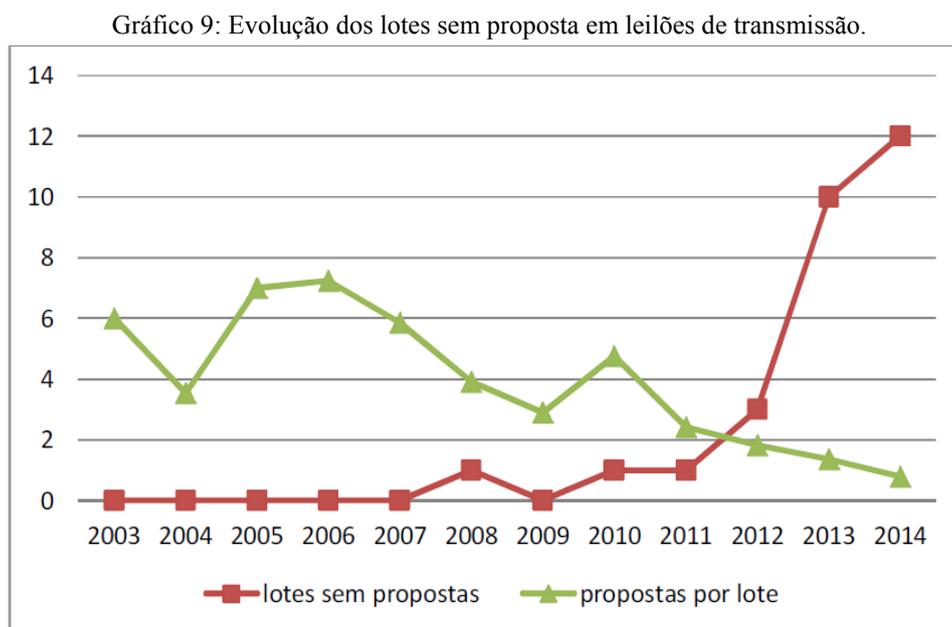


Alocar todo o risco do licenciamento ambiental aos empreendedores, transferindo a estes a obrigação de obtenção inclusive da LP, tende a aumentar o retorno exigido para a participação nos leilões, implicando em maiores custos a serem repassados aos consumidores de energia elétrica ou mesmo no aumento do número de lotes vazios nas licitações, que pode comprometer dois pilares do modelo setorial, quais sejam, a modicidade tarifária e a segurança de suprimento.

No caso da linha de transmissão Manaus – Boa Vista, cuja concessão foi licitada em 02/09/2011, a LP somente foi emitida em dezembro/2015, principalmente em virtude da demora na manifestação da Fundação Nacional do Índio – Funai no que se refere aos aspectos relacionados ao componente indígena. Devido ao atraso na emissão da LP, a concessionária Transporte protocolou pedido de rescisão do contrato de concessão junto à ANEEL.

Destaque-se que a linha de transmissão Manaus – Boa Vista deveria ter entrado em operação em 25/01/2015. Haja vista o atraso na interligação, Boa Vista continua sendo a única capital do país não interligada ao SIN.

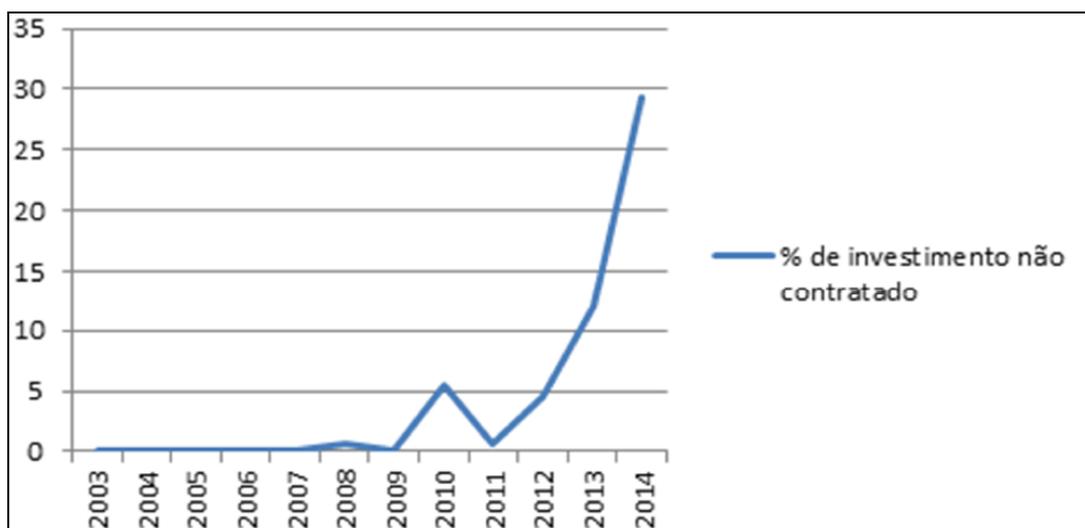
Levantamento realizado pela ANEEL indica uma acentuada queda na competitividade e interesse dos proponentes nos leilões de transmissão realizados a partir de 2013, conforme gráfico a seguir.



Fonte: Nota Técnica nº 27/2015-SRM-SCT-SGT/ANEEL, 05/02/2015.

De acordo com a Agência, em termos de investimentos, embora em 2014 cerca de 70% do investimento previsto tenha sido licitado com sucesso, observou-se uma elevação expressiva do percentual de investimento não contratado, conforme mostrado a seguir:

Gráfico 10: Evolução dos lotes sem proposta em leilões de transmissão.



Fonte: Nota Técnica nº 27/2015-SRM-SCT-SGT/ANEEL, 05/02/2015.

Nos três leilões de transmissão realizados em 2015 foram leiloados 26 lotes, sendo que apenas a metade deles (13 lotes) receberam propostas. Já em 2016, dos 24 lotes licitados no primeiro leilão de transmissão realizado (Leilão nº 13/2015-ANEEL), somente 14 receberam propostas, representando 56% do investimento licitado.

Destaca-se que essa diminuição no interesse dos empreendedores pelos leilões de transmissão pode decorrer de diversos fatores, dentre eles os valores das receitas teto estabelecidas nos leilões, prazos exíguos para obtenção de licenças e implantação dos empreendimentos, além de outras questões relacionadas aos processos de licenciamento ambiental, componente indígena, aspectos fundiários, de financiamento, regulatórios e falhas no planejamento.

De acordo com a Lei nº 10.847/2004, é responsabilidade da EPE obter a licença prévia ambiental necessária às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica selecionados por aquela empresa.

Art. 4º Compete à EPE:

[...]

VI - obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;

Tendo em vista que a licença prévia – LP é o documento que atesta a viabilidade ambiental dos empreendimentos e estabelece os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implantação, é desejável que as licitações das linhas de transmissão e subestações sejam realizadas já com as LP obtidas pela EPE, em conjunto com o Poder Concedente.

De acordo com a Nota Técnica nº 05/2015- CEL-SCT/ANEEL, de 11/12/2015, alguns aperfeiçoamentos têm sido realizados nos últimos leilões de transmissão:

27. A ANEEL nos últimos leilões de transmissão já vem promovendo modificações nos editais e seus anexos, como a (i) possibilidade de antecipação da entrada em operação comercial dos empreendimentos de acordo com suas datas de necessidade e nos termos das minutas de contrato, com a correspondente RAP associada; (ii) adequação na metodologia de estabelecimento da Receita Anual Permitida Teto dos Leilões de Transmissão; (iii) aumento dos prazos de implantação dos empreendimentos, de forma a adequar a atual demanda dos prazos de licenciamento ambiental; (iv) inserção, na minuta de contrato de concessão, de cláusulas específicas, para disciplinar o tratamento aos

principais riscos do negócio de transmissão, de responsabilidade exclusiva da Transmissora ou compartilhada entre esta e os usuários; dentre outras.

Ainda com relação a expansão da transmissão merece destaque o processo de planejamento dos leilões. De acordo com a publicação “EPE – Nossa História”, todas as novas instalações a serem integradas à Rede Básica devem estar recomendadas por estudos de planejamento da EPE e do ONS, sendo que:

O processo se inicia com a elaboração do relatório R1, no qual a EPE indica os empreendimentos ou ampliações que compõem a melhor alternativa do ponto de vista técnico, econômico e sócio ambiental para equacionar uma necessidade do sistema.

Na sequência, os empreendimentos são organizados em dois documentos gerenciais da EPE, conforme a sua data de necessidade: (i) o Programa de Expansão da Transmissão (PET), que contempla as obras determinativas, definidas para os primeiros seis anos do Plano Decenal de Energia (PDE) vigente; (ii) e o Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP), que apresenta as obras indicativas, recomendadas para além do sexto ano do decênio em curso.

Em uma etapa posterior, o MME emite o documento Consolidação de Obras de Transmissão, com a indicação de todos os empreendimentos que devem seguir para a outorga, através de licitação ou autorização, após uma compatibilização da visão do planejamento determinativo da EPE (PET) com a visão operativa do ONS (PAR – Plano de Ampliações e Reforços).

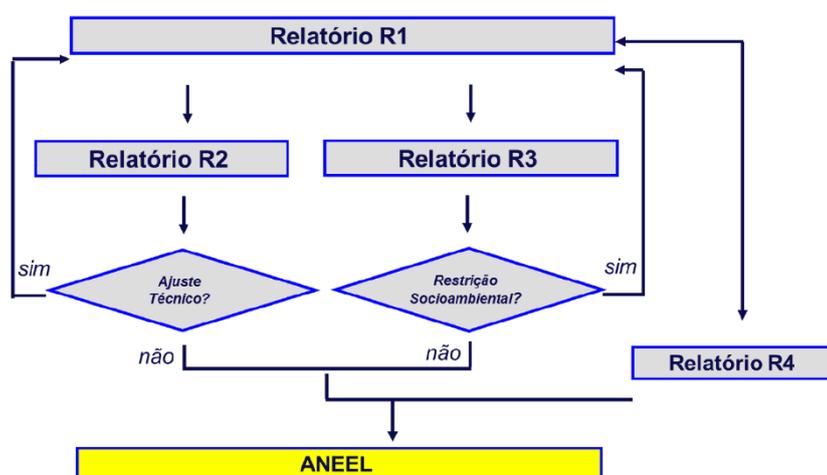
Em se tratando de licitações, é requerida ainda a elaboração de três documentos complementares, eventualmente desenvolvidos ou coordenados pela EPE, para uma melhor caracterização de cada empreendimento com vistas à instrução do processo licitatório realizado pela Aneel:

(i) Relatório R2, com o detalhamento técnico da instalação;

(ii) Relatório R3, com a caracterização e análise socioambiental do corredor selecionado para o empreendimento;

(iii) Relatório R4, com a definição dos requisitos do sistema circunvizinho de forma a se assegurar uma operação harmoniosa entre a nova obra e as instalações existentes.

Caso sejam necessários ajustes/adequações nas obras sinalizadas no relatório R1 da EPE, após a realização dos relatórios R2, R3 e R4, o processo deve ser realimentado com a revisão de tal documento, conforme o esquema a seguir:



Também se pode constatar a ocorrência de leilões de transmissão em que foram estabelecidas datas para a entrada em operação das linhas/subestações posteriores à entrada em operação das usinas que dependiam dessas instalações para o escoamento da energia. Ou seja, o planejamento da transmissão não se deu de forma integrada com o da geração. Foi esse o caso do

Leilão de Transmissão nº 001/2011, que foi desenhado para licitar linhas de transmissão para as usinas contratadas nos leilões de Energia de Reserva e de Fontes Alternativas realizados em 2010.

No que se refere ao Leilão nº 13/2015-ANEEL, realizado em 13/04/2016, o relatório que subsidiou o Acórdão nº 288/2016 – TCU – Plenário apontou que:

10. Note-se ainda que, **mesmo se houver sucesso na concessão dos empreendimentos, todos os lotes estão com previsão de término de construção, e consequente operação, em data superior à data de necessidade de entrada em operação.** (Sem grifos no original)

Conclui-se que falhas de planejamento na realização de leilões de energia e de transmissão contribuem para a ocorrência desses atrasos e/ou descasamentos, principalmente devido a fixação de prazos exíguos nos editais para a entrada em operação comercial das instalações de geração e transmissão de energia elétrica.

- **Considerações adicionais**

Dessa forma, o MME deve realizar estudos, além de avaliações acerca de eventuais alterações normativas necessárias, de forma a estabelecer prazo para início de suprimento compatível com o tempo médio de construção verificado nos projetos já implantados para cada tipo de tecnologia/fonte (usinas hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, eólica, solar, termelétricas a gás natural, etc), nos contratos decorrentes de futuros leilões de energia.

Para o segmento de transmissão, deve-se avaliar a possibilidade de realização da licitação de subestações e linhas de transmissão já com a LP.

A adoção de tais medidas contribuiria para a entrada em operação dos empreendimentos de geração e transmissão de acordo com os prazos estabelecidos nos instrumentos de planejamento energético setorial de médio prazo.

Faz-se necessário, ainda, planejar a expansão da geração e da transmissão de forma integrada, de forma a minimizar a ocorrência de descasamentos entre as datas de entrada em operação das usinas e das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da energia contratada.

As ações propostas têm por objetivo minimizar a ocorrência de novas situações de atrasos e/ou desconexões entre os segmentos de geração e transmissão, que tem causado elevados custos financeiros aos consumidores, além de comprometimento da segurança do suprimento de energia elétrica ao SIN.

Causa

Incipiência do monitoramento, da análise crítica e da retroalimentação do processo de planejamento dos leilões de geração e transmissão de energia elétrica.

Manifestação da Unidade Examinada

Em resposta à Solicitação de Auditoria nº 201600446/11, a SE/MME se manifestou por meio do Ofício nº 141/2016-SE-MME, de 2 de junho de 2016:

(As informações a seguir foram extraídas da Nota Informativa nº 030/2016/ASSEC/GM-MME, de 1º de junho de 2016.)

90. Em relação aos atrasos na entrada em operação de empreendimentos negociados em leilões de geração “A-3” e “A-5”, a CGU verificou “que os leilões de geração têm sido realizados geralmente no segundo semestre, muitas vezes em dezembro, mantendo-se a data de início de



suprimento no primeiro semestre do terceiro ou quinto ano após o ano de realização do certame.” Conclui que “Dessa forma, resta menos tempo para a construção dos empreendimentos, o que contribui para os atrasos que se tem verificado.”.

91. Cabe ressaltar que não é possível, pelos dados apresentados no relatório, atribuir uma relação de causalidade entre a realização do leilão decorridos alguns meses do início do ano e entrada em operação dos empreendimentos cuja energia foi contratada no leilão, uma vez que verifica-se que os atrasos ocorrem, em sua maioria, por falta de linhas de transmissão, dificuldades na obtenção de licenciamento, motivos de força maior, dificuldades dos empreendedores relativas ao financiamento das obras e, inclusive, falta de diligência dos empreendedores, o que justifica os processos de análise de excludentes de responsabilidade instruídos pela Agência Nacional de energia Elétrica..

92. Adicionalmente, cumpre frisar que, para que os leilões “A-5” e “A-3” sejam realizados literalmente com antecedência de cinco e três anos, respectivamente, ambos deveriam ser realizados no primeiro dia útil de cada ano, o que seria operacionalmente complexo, uma vez que os leilões são planejados considerando prazos para que todas as entidades envolvidas tenham tempo hábil para tomar as providências necessárias para sua realização na data prevista.

93. Destaca-se, ainda, que, a cada leilão, são recebidos inúmeros pedidos para dilação nos prazos, principalmente, para cadastramento de empreendimentos dos leilões o que impacta diretamente a data de realização dos leilões.

94. Outro ponto a se observar com relação à antecedência dos leilões é o papel das distribuidoras de energia elétrica no processo. Para a participação, as empresas de distribuição precisam fornecer uma Declaração de Necessidades para o ano A de suprimento, nos leilões “A-3” e “A-5”. Ocorre que, devido às condições recentes do mercado de energia influenciadas pelo comportamento da economia nacional, as previsões de mercado para os próximos anos têm se mostrado desafiadoras para as empresas, motivando pedidos para que as Declarações de Necessidades possam ser feitas mais tardiamente, de forma a reduzir as incertezas em sua definição.

95. Neste sentido, se o objetivo for puramente que os empreendedores tenham exatos 5 ou 3 anos para construir seus empreendimentos, caberia uma avaliação de conveniência sobre a necessidade de alteração da atual legislação para verificar se há viabilidade de realizar leilões com antecedência de três a quatro anos e de cinco a seis anos (A-3/A-4 e A-5/A-6).

96. Observa-se, todavia, que todo o planejamento do setor é avaliado no horizonte de cinco anos. Dessa forma, realizar leilões de energia nova com antecedência superior a cinco anos não é tarefa evidente, carece de maior reflexão do planejamento como um todo.

97. Trata-se, portanto, de solução de compromisso, uma vez que um leilão realizado com antecedência demasiada introduz incertezas na previsão de mercado das distribuidoras, influenciando diretamente a necessidade de contratação dos leilões de expansão.

98. Quanto ao planejamento dos leilões de expansão da geração e da transmissão, trata-se de um problema complexo que diz respeito não somente à alocação de riscos, mas de coordenação entre segmentos distintos do setor que seguem lógicas distintas de remuneração e contratação.

99. Adicionalmente, cumpre ressaltar que os leilões de expansão da geração se aproveitam também do sistema de transmissão existente, não sendo regra que um empreendimento contratado estará vinculado a uma linha em construção. Neste sentido, não seria prudente vincular as duas necessidades, de expansão da geração à expansão da transmissão, uma vez que pode haver empreendimentos conectando-se a instalações existentes, melhorando inclusive a eficiência do uso do sistema.



100. Para os casos específicos de necessidade de expansão tanto da geração quanto da transmissão, o poder público tomou a iniciativa de criar as Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG.

Nos termos do § 4º do art. 6º do Decreto 2.655, de 2 de julho de 1998, as ICG são consideradas como instalações de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração a partir de fonte eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas, não integrantes das respectivas concessões, permissões ou autorizações conectadas diretamente à Rede Básica.

101. A criação das ICG foi fundamental para viabilizar a expansão da capacidade instalada de geração, a partir de fontes alternativas, em regiões com pouca ou nenhuma capilaridade de redes de transmissão.

102. Também no intuito de coordenar a expansão da transmissão e da geração, um outro aperfeiçoamento que vem sendo aplicado desde 2013 é a introdução de uma fase de avaliação da capacidade de escoamento do SIN, quando da realização dos Leilões de Energia Nova, especialmente em Leilões “A-3” e em Leilões de Energia de Reserva. Até o presente momento, foram realizados quatro leilões com capacidade de escoamento, com a contratação de 1.594,6 MW, proveniente de 160 empreendimentos.

Leilão	Portaria	Fonte	Energia Contratada (MW médios)
LER/2013	Portaria nº 132, de 2013	Eólica	675,5
LFA/2015	Portaria nº 563, de 2014	Eólica / Biomassa	96,9
A-3/2015	Portaria nº 672, de 2014	Hidráulica / Biomassa / Gás Natural / Eólica	314,3
2ºLER/2015	Portaria nº 70, de 2015	Eólica / Solar Fotovoltaica	507,9

103. Sobre os prazos para entrada em operação, observamos que na Tabela acima foram listados também Leilões de Energia de Reserva. Ocorre que o prazo para entrada em operação dos empreendimentos com energia contratada nesses leilões, a depender das fontes que serão negociadas, pode naturalmente ser mais exíguo, o que também pode influenciar a data de realização de cada leilão ao longo de um ano.

104. São exemplos de empreendimentos com menor prazo para entrar em operação aqueles a partir de fontes eólica e solar, sendo essa última fonte conhecidamente a de menor prazo de implantação. Assim, as características das fontes participantes são avaliadas e levadas em consideração quando do planejamento dos leilões e publicação das diretrizes.

105. Por fim, no que tange aos Leilões de Energia de Reserva, como a energia contratada nesses certames não configura lastro para atendimento de mercado das distribuidoras, existe também a flexibilidade no estabelecimento de data para início da entrega de energia, que não necessariamente precisa ocorrer em janeiro.

(As informações a seguir foram extraídas da Nota Técnica nº 26/2016-DMSE/SEE-MME, de 1º de junho de 2016.)

106. Relativamente a esta Constatação 6, o DMSE manifestou-se da seguinte forma:

107. Manifestação 6.1: Foi tratada a questão de obtenção da Licença Prévia – LP antes da realização dos leilões de transmissão, considerando que a LP atesta a viabilidade ambiental dos

empreendimentos e estabelece os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implantação.

108. Outra questão levantada no documento se refere ao planejamento dos leilões de expansão da geração e da transmissão de forma integrada, de forma a minimizar a ocorrência de descasamentos entre as datas de entrada em operação das usinas contratadas e das instalações de transmissão associadas às usinas geradoras.

109. No mês de julho de 2015, o CMSE, na sua 157ª Reunião Ordinária, estabeleceu um Grupo de Trabalho para avaliar as questões que envolvem os leilões de transmissão. Assim foi criado o GT Leilões, composto por profissionais do MME, ANEEL, EPE e ONS, com o objetivo de avaliar os motivos que têm acarretado os atrasos na implantação das obras de transmissão.

110. O Grupo de Trabalho é coordenado pela Secretaria Executiva do MME, com participação da Secretaria de Energia, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME, ANEEL, ONS e EPE, com o objetivo de identificar/reavaliar os processos e relatórios necessários, nas diversas etapas: planejamento, consolidação de obras, leilões de transmissão, licenciamento ambiental, implantação e operação.

111. Desde agosto de 2015 foram realizadas diversas reuniões de trabalho. O GT avaliou o processo desde a concepção da solução estrutural até o momento em que o agente de transmissão declara que o empreendimento está disponível para entrada em operação. A análise de todas as etapas do processo indicou que as soluções podem demandar alterações no modelo, na legislação ou na regulação.

112. Em abril de 2016 o documento final elaborado por um grupo técnico das instituições referidas acima foi reformatado pelo DMSE/SEE, considerando todos os problemas identificados, conforme aparecem em cada fase do processo, e as propostas de soluções identificadas por cada órgão/entidade. Foram avaliadas em conjunto com a Assessoria Estratégica Socioambiental – AESA principalmente as questões relativos ao licenciamento, execução e energização dos empreendimentos de transmissão.

113. O documento está sendo revisado atualmente pela Secretaria de Planejamento Energético – SPE, para um tratamento mais específico sobre as questões que envolvem o planejamento energético.

De acordo com a ata da Reunião de Busca Conjunta de Soluções, realizada em 29 de junho de 2016:

“A UPC informou que um grupo de trabalho tem estudado o aperfeiçoamento de questões relativas ao processo de realização dos leilões de transmissão.

A Unidade entende que a obrigação de licitação de instalações de transmissão somente após a obtenção da licença ambiental prévia pode engessar ainda mais esse processo e irá trazer em sua manifestação final elementos em relação a esse aspecto.

A UPC informou que existe um termo de referência para a contratação de estudos para a integração dos leilões de geração e transmissão, mas que ainda não está concluído.

A unidade informou que está sendo avaliado a realização de leilões de geração com um prazo maior entre o certame e a data fixada para a entrada em operação dos empreendimentos.”

Por meio do Memorando nº 310/2016-SEE-MME, de 6 de julho de 2016, a SEE se manifestou com relação às recomendações 2 e 3 nos seguintes termos:

Recomendação 2: Ao final do trabalho do GT Leilões de Transmissão será avaliada a melhor forma de “discutir com agentes setoriais e com os demais órgãos governamentais”.



Recomendação 3: *Apesar de citar o CMSE, esta recomendação deve ser tratada pela SPE/MME no processo de planejamento.*

Análise do Controle Interno

Em que pese não haver uma relação biunívoca entre a data do leilão e os atrasos verificados, até mesmo porque existem outros fatores que influenciam nessa questão, a adoção de um prazo maior entre a realização dos certames e a data de início de suprimento pode contribuir para a acomodação de parte dos atrasos dos projetos contratados, reduzindo a incidência de casos de excludentes de responsabilidade e também de liminares que tem causado problemas nas liquidações financeiras da CCEE e, conseqüentemente, prejudicando o bom funcionamento do mercado de energia elétrica.

Diante da impossibilidade, por razões de ordem prática, de se realizar os leilões A-5 e A-3 “exatamente” com cinco e três anos de antecedência, respectivamente, os mesmos deveriam ser realizados o mais próximo possível desses prazos. Todavia, não é o que tem ocorrido na prática, conforme pode-se verificar no Quadro 5.

No que se refere aos pedidos de prorrogação da declaração de necessidades efetuados pelas distribuidoras e o conseqüente adiamento dos leilões, cabe destacar que estas já são obrigadas, por força do art. 17 do Decreto nº 5.163/2004, a informar ao MME, até 1º de agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subseqüentes. Dessa forma, a declaração de necessidades para os leilões são uma simples decorrência do planejamento de mercado e gestão do portfólio de contratos, tarefas essas que são realizadas constantemente pelas concessionárias de distribuição.

A Unidade também argumentou que realizar leilões com antecedência superior a cinco anos é complexo, tendo em vista que o planejamento do setor é avaliado no horizonte de cinco anos, o que dificultaria, ainda, a previsão de mercado pelas distribuidoras. Em relação a esse ponto, o Ministério poderia buscar o aperfeiçoamento dos mecanismos utilizados para ajustar a tendência de crescimento ou retração do mercado com a real necessidade de contratação de energia pelas distribuidoras. Isso possibilitaria que - para alguns tipos de empreendimentos - os leilões fossem realizados com antecedência um pouco maior, como, por exemplo, grandes hidrelétricas estruturantes, caso os estudos em relação ao prazo adequado para construção de cada tipologia/fonte indique tal necessidade.

Cabe destacar que, no caso da transmissão, tem se buscado aumentar os prazos para entrada em operação comercial dos novos lotes licitados, por meio da ampliação do horizonte da Programação de Outorgas da Transmissão de 3 para 5 ou 6 anos, dependendo da complexidade do empreendimento.

No que se refere aos pedidos dos empreendedores para dilação de prazos de cadastramento nos certames, estes devem ser avaliados levando-se em conta a razoabilidade de se comprimir ainda mais os já exíguos prazos para implantação dos projetos e a realização das diversas etapas pós-leilão, como por exemplo, assinatura dos contratos de concessão e comercialização de energia, adesão à CCEE, obtenção das autorizações, financiamentos, licenças, declarações de utilidade pública, etc.

Em sua manifestação, a Unidade argumenta que (i) as características das fontes são avaliadas e levadas em consideração quando do planejamento e definição de diretrizes para os leilões e (ii) empreendimentos como usinas eólicas e solares necessitam de menor prazo para entrar em operação. De fato, os leilões para fontes cujos empreendimentos possuem menor porte e que exigem menor prazo para a sua construção podem ser realizados com menores prazos entre sua



realização e o início de suprimento. No entanto, pode-se verificar que, de acordo com dados dos anexos “Alterações na Data de Tendência de Entrada em Operação Comercial e data de Ato Legal de Usinas” da 168ª Reunião do CMSE (04/05/2016), das 23 usinas fotovoltaicas listadas, 16 possuem entrada em operação prevista para data posterior ao fixado no ato legal; e das 71 usinas eólicas que integram a relação, 52 encontram-se nessa condição (sem considerar aquelas usinas cujas autorizações foram revogadas).

Embora não haja necessidade de construção de novas linhas de transmissão para todas as usinas contratadas em leilões de geração, repisa-se que problemas de descasamento entre a expansão da geração e da transmissão têm sido verificados em importantes empreendimentos do SIN, como a UHE Belo Monte, as usinas do rio Madeira e eólicas no Nordeste, o que tem gerado custos desnecessários ao sistema e aos consumidores.

De fato, alguns aperfeiçoamentos vêm sendo implementados mais recentemente, como é o caso da introdução de uma fase inicial de avaliação da capacidade de escoamento do SIN, principalmente nos leilões de reserva e A-3.

Também se verificou que o CMSE, em sua 157ª Reunião, deliberou pela criação de um grupo de trabalho para “*revisitar o processo de leilões de transmissão visando estabelecer ações para garantir a implantação das obras dentro dos prazos estabelecidos nos contratos de concessão*”. De acordo com o DMSE, o estudo abordou aspectos relacionados às etapas de planejamento, consolidação de obras, leilões de transmissão, licenciamento ambiental, implantação e operação, e os resultados indicaram a necessidade de alterações no modelo setorial, na legislação ou na regulação. Destarte, o Ministério poderá propor ao Comitê que os resultados desses estudos sejam discutidos com os agentes setoriais e com os demais órgãos governamentais, de forma a implementar as medidas que se façam necessárias para o aperfeiçoamento do processo de leilões de transmissão.

Com relação à coordenação entre o planejamento dos leilões de geração e transmissão, a Unidade pontuou que o problema é complexo, tendo em vista aspectos concernentes à alocação de riscos e coordenação de segmentos diferentes, os quais seguem lógicas distintas de contratação e remuneração. Para o enfrentamento de tal dificuldade, o Ministério poderia propor ao CMSE e/ou CNPE que estudos semelhantes aos já efetuados para os leilões de transmissão sejam realizados também para os leilões de geração, avaliando, ainda, a busca de aprimoramentos no que se refere a interface entre os dois processos – geração e transmissão.

Destaca-se que o momento atual, de sobrecontratação de energia (em parte decorrente da crise econômica e dos aumentos tarifários recentes), mostra-se oportuno para uma rediscussão do modelo setorial, de forma a corrigir eventuais inconsistências e promover o seu aperfeiçoamento, o que é algo natural e necessário em um setor complexo como é o setor elétrico.

As informações prestadas pela Unidade na Reunião de Busca Conjunta de Soluções e em sua manifestação ao relatório preliminar (Memorando nº 310/2016-SEE-MME) não foram capazes de alterar o fato constatado e a opinião do órgão de controle interno, tendo sido mantidas as recomendações constantes do Relatório Preliminar. Efetuou-se, apenas, uma pequena alteração na redação da 3ª recomendação, de forma a deixar claro que o próprio Ministério pode realizar os estudos acerca do planejamento/realização dos leilões de expansão da geração e da transmissão de forma integrada (por exemplo, por meio de suas secretarias finalísticas) ou propor a realização dos estudos ao CNPE e/ou CMSE.

Cabe destacar que, no âmbito da Reunião de Busca Conjunta de Soluções, a unidade informou que enviaria elementos adicionais a respeito da dificuldade de realização de leilões de instalações de transmissão já com a licença prévia. Como tais elementos não foram encaminhados ao órgão de controle e considerando ainda que a 2ª recomendação não foi taxativa, ou seja, não



exigiu a alteração do atual *status quo*, mas tão somente que a unidade avalie se este não pode ser aperfeiçoado, a recomendação foi mantida.

Recomendações:

Recomendação 1: Realizar estudos, incluindo avaliações acerca de eventuais alterações normativas necessárias, de forma a estabelecer prazo para início de suprimento compatível com o tempo médio de construção verificado nos projetos já implantados para cada tipo de tecnologia/fonte (usinas hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, eólica, solar, termelétricas a gás natural, etc.), para os contratos decorrentes de futuros leilões de energia.

Recomendação 2: Propor ao CMSE que os resultados dos estudos referentes aos leilões de transmissão, realizados em atendimento à deliberação em sua 157ª Reunião, sejam discutidos com os agentes setoriais e com os demais órgãos governamentais, de forma a implementar as medidas que se façam necessárias para o aperfeiçoamento desse processo, avaliando, ainda, a possibilidade de realização da licitação de subestações e linhas de transmissão após emitida a licença prévia ambiental.

Recomendação 3: Realizar ou propor ao CNPE e/ou CMSE a realização de estudos acerca da possibilidade do planejamento e/ou realização dos leilões de expansão da geração e da transmissão se dar de forma integrada, de forma a minimizar a ocorrência de possíveis descasamentos entre a entrada em operação das usinas contratadas e das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da energia.

1.1.2.6 CONSTATAÇÃO

Desatualização dos parâmetros dos modelos computacionais utilizados no planejamento, operação e comercialização de energia elétrica e falta de revisão da capacidade de oferta de energia do parque de geração do país.

Fato

De acordo com o parágrafo único, art. 1º do Anexo I ao Decreto nº 7.798/2012, que aprovou a Estrutura Regimental do MME, compete a essa Pasta zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no País.

Durante a auditoria, foram identificados problemas em relação às métricas de desempenho do sistema e parâmetros de entrada dos modelos computacionais, o que, de alguma forma, impacta a oferta e a demanda no setor elétrico. Esses problemas são detalhados nos tópicos a seguir.

- **Custos marginais de operação e riscos de déficit elevados**

Em relação ao desempenho do sistema, cabe destacar que o PDE 2012-2021 indicava valores de CMOs de 2012 a 2015 superiores ao CME no Sul e SE/CO. Já o PDE 2013-2022, trouxe CMOs superiores ao CME (i) em 2013, em todos os subsistemas e, (ii) em 2014 e 2015, nos subsistemas Sul e SE/CO.

O Planejamento da Operação Energética – PEN de 2012²¹ indicava valores médios de CMO ainda superiores àqueles verificados no PDE para o período de 2013 a 2016. O plano trouxe valores de CMO superiores ao CME (i) nos anos de 2013 e 2014, em todos os subsistemas e (ii)

²¹ Documento elaborado pelo ONS que busca avaliar as condições de atendimento ao consumo de energia elétrica, com base nos critérios de garantia de suprimento estabelecidos pelo CNPE, para um horizonte de cinco anos à frente.



em 2015 e 2016, nos subsistemas Sul e SE/CO.

O PEN 2013 indicou valores de CMO superiores ao CME em todos os subsistemas no período de 2014 a 2017, alcançando valores superiores a R\$ 280,00/MWh no SE/CO e no Sul em 2014.

A expansão da oferta de geração até o ano de 2016 já havia sido totalmente contratada nos leilões realizados até o ano de 2013, de acordo com o PDE 2014-2023. No entanto, o referido plano mostrava valores de CMO nos anos de 2014 e 2015 superiores ao CME em todos os subsistemas e CMOs no Sul e SE/CO superiores ao CME em 2016, principalmente em decorrência de atrasos e exclusões de alguns projetos, sobretudo termelétricos, que venderam energia nos leilões de 2007 e 2008, além dos reflexos da incorporação da aversão a risco nos modelos computacionais utilizados no planejamento energético, operação e comercialização de energia elétrica.

Em relação ao risco de déficit, o PDE 2014-2023 mostrava valores dentro do limite de segurança de 5% estabelecido pelo CNPE, o que de acordo com aquele instrumento de planejamento garantiria o atendimento à carga de forma segura para todo o horizonte de planejamento (de 2014 a 2023).

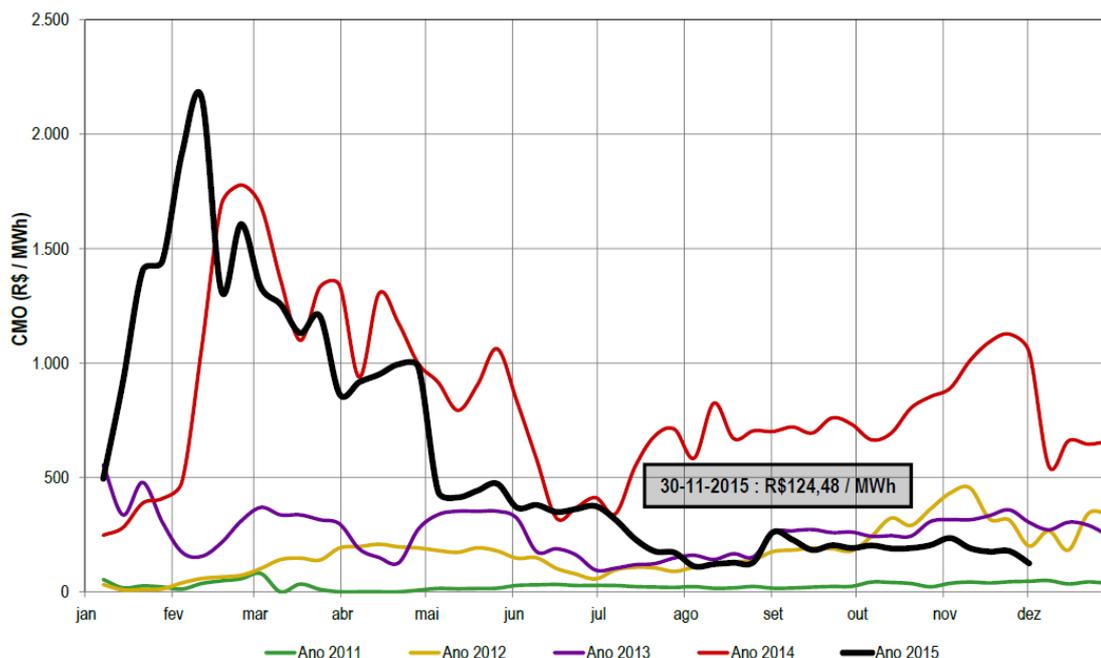
Já o PEN 2014 indicava valores médios de CMO ainda superiores àqueles verificados no PDE 2014-2023 para o período de 2015 a 2018. Os riscos de déficit calculados pelo ONS no PEN 2014, por sua vez, indicavam que, apenas para o subsistema Sul, o risco de déficit encontrasse-se acima do limite estabelecido pelo CNPE, alcançando 5,8% em 2016.

O PDE 2015-2024, por sua vez, indicou, para 2015, CMOs superiores ao CME adotado para esse ciclo de planejamento em todos os subsistemas, que foi de R\$ 139,00/MWh, verificando-se a ocorrência de valores superiores a R\$ 280,00/MWh no SE/CO e no Sul. Essa versão do plano indicou um risco de déficit de 5,70% no Sul em 2015.

A permanência do CMO em valores superiores ao CME durante longos períodos, tanto nos resultados dos estudos de planejamento quanto na operação do sistema, pode ser um indicativo de que não foram adotadas medidas suficientes para assegurar a expansão da geração e da transmissão para fazer frente à demanda de energia elétrica do país, em que pese à conjuntura hidrológica desfavorável também impactar esse parâmetro. A título ilustrativo, a evolução do CMO no subsistema SE/CO, durante os anos de 2012 a 2015, pode ser visualizada no gráfico a seguir:



Gráfico 11: Evolução do Custo Marginal de Operação – Subsistema SE/CO.



Fonte: Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro – Nov/2015.

Como se pode observar no gráfico acima, elevados valores de custos marginais de operação foram verificados desde 2012, os quais superaram, em algumas semanas operativas de janeiro e fevereiro de 2015, o valor referente ao primeiro patamar do custo de déficit (1.420,34 R\$/MWh), estabelecido pela Resolução Homologatória nº 1.837/2014 da ANEEL, cujos valores são mostrados a seguir.

Quadro 7: Curva do Custo do Déficit de energia elétrica.

Patamares (% de Redução de Carga – RC)	Custo do Déficit (R\$/MWh)
0% < RC ≤ 5%	1.420,34
5% < RC ≤ 10%	3.064,15
10% < RC ≤ 20%	6.403,81
RC > 20%	7.276,40

Fonte: Resolução Homologatória ANEEL nº 1.837/2014.

De acordo com o Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro – Janeiro/2015, o máximo valor de CMO de janeiro foi registrado no último dia do mês e atingiu 1.916,92 R\$/MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga (leve, média e pesada), nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

O Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro – Fevereiro/2015, por sua vez, indicou que o máximo valor de CMO de fevereiro foi registrado na segunda semana operativa do mês, atingindo 2.158,57 R\$/MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

As Notas Informativas das reuniões do CMSE realizadas em 2015 indicaram para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste um risco déficit superior a 5%, que é o critério de segurança estabelecido pelo CNPE, mesmo considerando o despacho pleno das usinas termelétricas. Além disso, como verificado acima, os Custos Marginais de Operação nos subsistemas SE/CO e Sul superaram em algumas semanas operativas de janeiro e fevereiro de 2015 o valor referente ao primeiro patamar do custo de déficit, o que ensejaria a necessidade de redução de 0% a 5% compulsória do consumo. No entanto, nenhuma medida nesse sentido foi adotada pelo CMSE.

Quadro 8: Risco do Déficit no subsistema SE/CO no 1º semestre de 2015.

Reunião do CMSE	Risco do Déficit SE/CO - Resultados das Simulações do ONS			
	82 séries do histórico e despacho das térmicas por ordem de mérito	82 séries do histórico e despacho pleno das térmicas em 2015	2.000 séries sintéticas de aflúncias e despacho das térmicas por ordem de mérito	2.000 séries sintéticas de aflúncias e despacho pleno das térmicas em 2015
07-jan-2015	4,9%	*	7,3%	*
04-fev-2015	7,3%	6,1%	11,1%	9,5%
04-mar-2015	6,1%	6,1%	10,9%	9,6%
08-abr-2015	4,9%	4,9%	10,0%	9,8%
13-mai-2015	3,7%	2,4%	6,9%	4,2%
10-jun-2015	2,4%	0,0%	5,6%	2,1%

* Informação não disponível

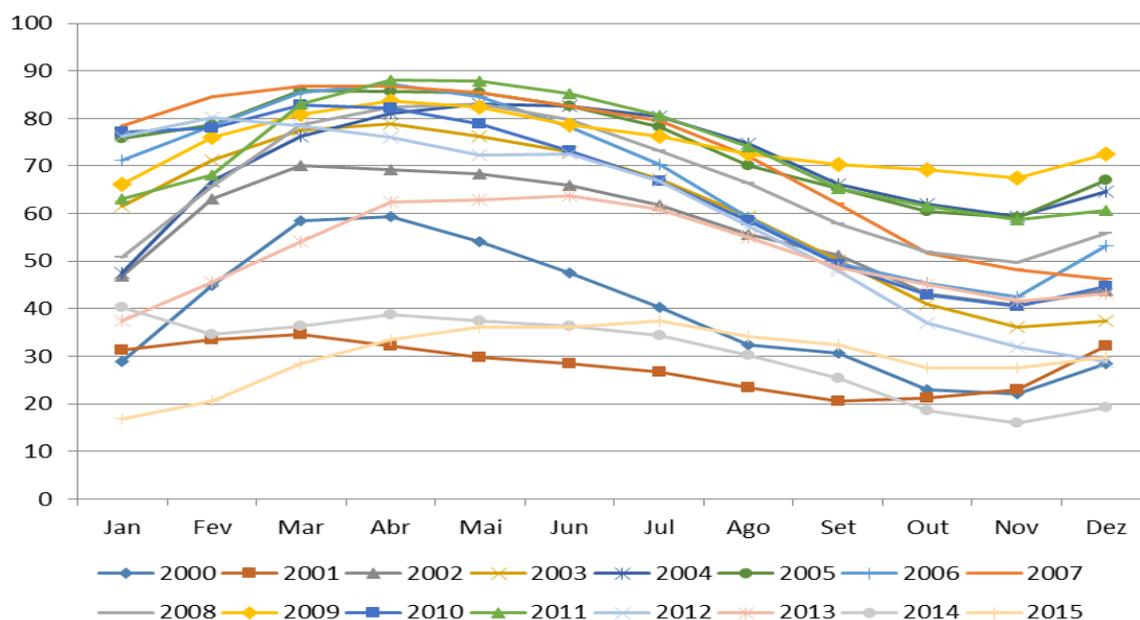
Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria a partir das Notas Informativas das reuniões do CMSE realizadas em 2015.

Dessa forma, algumas métricas de desempenho do sistema, como os custos marginais de operação e os riscos de déficit, apresentaram, no período de 2012 a 2015, um descolamento com relação aos valores desejáveis, no que relaciona a aspectos de economicidade e de segurança energética, alcançando valores bastante elevados no 1º semestre de 2015.

- **A modelagem não prevê adequadamente a evolução do armazenamento**

O gráfico a seguir, por sua vez, detalha os níveis de energia armazenada nos reservatórios do SE/CO no período de 2000 a 2015.

Gráfico 12: Níveis de energia armazenada nos reservatórios – Subsistema SE/CO (em % da EARmax).



Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria a partir de dados do ONS.

Conforme se verifica no gráfico anterior, em 2015 o nível de armazenamento ao final



de abril foi o segundo menor do período 2000-2015, sendo superior apenas em relação a 2001 (ano em que foi decretado um racionamento), apesar da utilização da quase totalidade do parque termelétrico disponível no país desde outubro de 2012. Isso suscitou dúvidas dos agentes quanto às condições de segurança do abastecimento ao SIN.

Durante anos como 2010 e 2012, os reservatórios do SE/CO apresentaram um esvaziamento acentuado, em que pese os níveis em janeiro situarem-se em valores elevados – acima de 75% do armazenamento máximo – e as vazões afluentes nesses anos terem sido, respectivamente, de 93% e 87% da Média de Longo Termo – MLT²², valores considerados razoáveis.

Esse comportamento (esvaziamento acentuado dos reservatórios) não foi previsto pelos modelos computacionais e pode estar relacionado a fatores não capturados pela modelagem utilizada para a otimização do despacho hidrotérmico do SIN. Dentre estes fatores, pode-se citar: (i) produção de usinas em níveis de eficiência inferiores ao esperado e (ii) ocorrência de atrasos e descasamentos em relação às datas previstas para entrada em operação de novas usinas e linhas transmissão/subestações.

- **Alterações constantes das datas de entrada em operação de empreendimentos**

As datas de tendência de entrada em operação comercial são fixadas em reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, que é coordenado pelo Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE/SEE/MME.

De acordo com o Programa Mensal da Operação – PMO de março/2016, essas datas são “*definidas com base no acompanhamento junto aos Agentes (MME), ANEEL (fiscalização), ONS (acesso, integração de obras e representação nos modelos), EPE (projetos/leilões) e CCEE (cadastro)*” e são utilizadas na programação da operação eletroenergética. Ainda de acordo com o PMO de março/2016:

[...] Conforme orientação da reunião no DMSE, o ONS deve considerar na simulação do PMO o mês subsequente à data prevista de entrada em operação definida pelo DMSE.

Por meio da Nota Técnica nº 22/2016-DMSE/SEE-MME, de 13/04/2016, o DMSE ressaltou que (i) serão incluídos na simulação do PMO os empreendimentos da planilha de monitoramento da geração, que tem datas de tendência para entrada em operação comercial definida pelo Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração dentro do horizonte do PMO, posteriormente homologadas pelo CMSE, e (ii) casos específicos serão deliberados pelo CMSE, que tem autoridade institucional para incluir os empreendimentos no monitoramento.

Ainda de acordo com a referida Nota Técnica do DMSE, a alteração das datas de tendência é realizada considerando informações obtidas a partir de:

- i. Cronogramas de implantação das usinas fornecidos pelos empreendedores;
- ii. Relatórios de análises de processos administrativos, fornecidas pelos órgãos institucionais;
- iii. Resultados de inspeções técnicas realizadas pelo DMSE;
- iv. Relatórios da Fiscalização da ANEEL;
- v. Informações de Acesso do ONS;
- vi. Informações dos Sistemas de Medição e Faturamento da CCEE;
- vii. Resultados de reuniões específicas com empreendedores e agentes;
- viii. Data de tendência das obras de transmissão.

²² Média de Longo Termo – MLT é a média das vazões naturais, correspondentes a um mesmo período (por exemplo, para cada mês), verificadas durante a série histórica de observações.



O departamento responsável pelo monitoramento da expansão utiliza alguns critérios para a definição das datas de tendência. Dentre eles, adota um prazo médio para a obtenção das Licenças de Instalação (12 meses para UHEs e 6 meses para PCHs, UTEs, UEEs e UFVs) e um tempo médio de construção das usinas (do início da construção até a entrada em operação comercial da primeira unidade geradora), de aproximadamente:

- i. Dezoito (18) meses para Usinas Hidrelétricas com potência instalada de até 30 MW;
- ii. Trinta (30) meses para Usinas Hidrelétricas com potência instalada de 30 MW até 200 MW;
- iii. Quarenta e dois (42) meses para Usinas Hidrelétricas com potência instalada de 200 MW até 500 MW;
- iv. Trinta e seis (36) meses para Usinas Térmicas a Carvão Mineral com potência instalada de até 300 MW;
- v. Quarenta e oito (48) meses para Usinas Térmicas a Carvão Mineral com potência instalada acima de 300 MW;
- vi. Vinte e quatro (24) meses para Usinas Térmicas a Gás Natural ou Gás Natural Liquefeito com potência instalada de até 250 MW;
- vii. Trinta (30) meses para Usinas Térmicas a Gás Natural ou Gás Natural Liquefeito com potência instalada acima de 250 MW;
- viii. Dezoito (18) meses para Usinas Térmicas a Óleo Combustível ou Óleo Diesel com potência instalada de até 200 MW;
- ix. Vinte e quatro (24) meses para Usinas Térmicas a Óleo Combustível ou Óleo Diesel com potência instalada acima de 200 MW;
- x. Vinte e quatro (24) meses para Usinas Térmicas a Biomassa com potência instalada de até 150 MW;
- xi. Trinta (30) meses para Usinas Térmicas a Biomassa com potência instalada acima de 150 MW;
- xii. Seis (6) meses para Usinas Eólicas com potência instalada de até 10 MW;
- xiii. Oito (8) meses para Usinas Eólicas com potência instalada de 10 MW até 30 MW;
- xiv. Doze (12) meses para Usinas Eólicas com potência instalada acima de 30 MW;
- xv. Seis (6) meses para Usinas Fotovoltaicas com potência instalada de até 30 MW; e
- xvi. Oito (8) meses para Usinas Fotovoltaicas com potência instalada acima de 30 MW.

O DMSE informou que a data de entrada em operação de Usinas Hidrelétricas com potência acima de 500 MW é avaliada caso a caso, dependendo da capacidade instalada prevista e do número de unidades geradoras associadas ao empreendimento. No caso de UHEs e PCHs, considera-se início efetivo das obras: os serviços de escavação comum e em rocha das principais estruturas de concreto, ou seja: casa de força, vertedouro e tomada d'água. Para usinas termelétricas, eólicas e fotovoltaicas, considera-se início efetivo das obras: os serviços de escavação e fundação da casa de força, torres e estruturas de painéis solares, respectivamente.

A Nota Técnica nº 22/2016-DMSE/SEE-MME conclui que:

24. A avaliação da data de tendência das usinas analisadas na Reunião Mensal de Expansão da Oferta de Geração, coordenada pelo DMSE, são definidas de acordo com informações disponíveis, em que cada uma das instituições permanentes contribui de alguma forma para que a data de tendência de entrada em operação comercial das unidades geradoras de cada empreendimento seja a mais provável, **sinalizando uma previsão realista da expansão da oferta de energia para o país. (Sem grifos no original)**



No entanto, durante a auditoria verificou-se que as previsões para entrada em operação sofrem constantes alterações de um PMO para outro, tendo em vista as sucessivas alterações nas datas de tendência previstas pelo DMSE/MME. Apenas para citar um exemplo, a 1ª unidade geradora da UHE Baixo Iguaçu tinha previsão de entrada em operação comercial para outubro/2017 (Reunião do DMSE de 21/10/2015). No mês seguinte (Reunião do DMSE de 19/11/2015), a previsão para entrada em operação dessa mesma unidade geradora passou a ser maio/2018. Já na Reunião do DMSE de 17/12/2015, previu-se a entrada em operação dessa unidade geradora para junho/2018. Tal situação também ocorre para diversas outras usinas, como Belo Monte, Santo Antônio, eólicas, etc.

Isso posto, faz-se necessário que o Ministério busque aperfeiçoar continuamente os mecanismos e instrumentos utilizados pelo DMSE/MME na previsão das datas de entrada em operação de novos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, as quais são homologadas pelo CMSE e utilizadas pelo ONS na programação da operação, de forma a não se introduzir um viés otimista na operação do SIN.

As sucessivas alterações nas datas previstas para entrada em operação podem levar a um esvaziamento maior dos reservatórios do que o previsto, tendo em vista que os modelos computacionais contariam com uma oferta futura de usinas que não se realizaria nas datas previstas, levando a um menor despacho termelétrico no presente. Isso também pode levar à necessidade de maior despacho termelétrico futuro, implicando na utilização de termelétricas de elevado CVU, podendo, ainda, reduzir a segurança de suprimento do sistema.

- **Desatualização das garantias físicas e necessidade de leilões de reserva**

O conceito de Energia Garantida pode ser entendido como o máximo mercado que um sistema hidrotérmico pode suprir continuamente, atendendo a critérios de segurança e/ou economicidade.

Atualmente, adota-se o conceito de Garantia Física²³ para se alocar uma parcela da Energia Garantida do sistema a uma determinada usina. Tem-se que a garantia física é um parâmetro dinâmico, o qual depende da metodologia de cálculo adotada, da configuração do sistema no qual a usina se insere e dos critérios de suprimento pré-fixados. De acordo com o Plano Decenal de Expansão – PDE 2023:

O conceito de garantia física é, por definição, um conceito sistêmico, onde é avaliada a contribuição energética de um conjunto de usinas com suas características operativas (inflexibilidades, CVU, restrições hidráulicas, etc.) agregadas às características sistêmicas (capacidade das interligações, proporção da carga entre as regiões, dentre outras) naquele instante de tempo. **A evolução da configuração é um dos fatores que levam à diferença entre os certificados de garantia física já emitidos e o valor atual da garantia física das usinas (hidrelétricas e termelétricas). Adicionalmente, pode-se destacar a evolução do critério de cálculo, atualmente definido pela Portaria MME nº 258/2008, e os aperfeiçoamentos dos modelos de simulação empregados nos estudos. (Sem grifos no original)**

O CNPE, por meio da Resolução CNPE nº 1/ 2004, definiu o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de planejamento da expansão da oferta e da operação do SIN, bem como para fins de cálculo de garantia física:

Art. 1º Estabelecer que o critério geral de garantia de suprimento seja baseado no risco explícito da insuficiência da oferta de energia nesse sistema, o qual deverá ser considerado:

²³ Garantia Física – GF é a contribuição individual de uma usina para a demanda energética que o conjunto de usinas do sistema pode atender, dado um nível de confiabilidade estabelecido. A GF representa a máxima quantidade de energia de uma usina que pode ser negociada em contratos.



I - nos estudos do planejamento da expansão da oferta e da operação do sistema elétrico interligado nacional; e

II - no cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica.

Art. 2º Estabelecer que o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5% (cinco por cento) em cada um dos subsistemas que o compõem. (Sem grifos no original)

Em 2008, o CNPE revisou essas diretrizes e optou por utilizar um enfoque econômico, mediante a igualdade entre custos marginais de operação e de expansão, com custo de déficit pré-definido, como critério de suprimento para fins de cálculo da garantia física e planejamento da expansão da geração, respeitando-se o limite de risco de insuficiência de oferta de energia elétrica estabelecido na Resolução CNPE nº 1/2004. De acordo com o art. 1º da Resolução CNPE nº 9/2008:

Art. 1º Estabelecer que o critério de cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica adote a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, assegurando a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitado o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica estabelecido no art. 2º da Resolução CNPE nº 1, de 17 de novembro de 2004. (Sem grifos no original)

A mudança de critério de suprimento ocasionou uma redução da energia garantida do SIN face aos certificados de garantia física que já haviam sido emitidos, ou seja, houve um descolamento entre o lastro obtido a partir de simulações energéticas e o montante de energia comercializada no mercado, tendo em vista que os certificados de garantia física não foram revistos. De acordo com o PDE 2023, os leilões de energia de reserva têm sido realizados como forma de solucionar esse desequilíbrio:

Por razões diversas, a soma das garantias físicas já atribuídas às usinas é maior que a atual garantia física total do sistema, resultando em um desequilíbrio que deve ser solucionado. Tal equacionamento, no histórico recente, tem sido realizado mediante a contratação de energia de reserva, para a recomposição do lastro de garantia física sistêmica. Esta energia, portanto, não pode servir de lastro para os contratos no mercado de energia. (Sem grifos no original)

Para aumentar a segurança do sistema e compensar a superavaliação das garantias físicas das usinas, o MME tem realizado os Leilões de Energia de Reserva, cujos custos com a aquisição de energia elétrica são rateados entre todos os consumidores do SIN por meio do Encargo de Energia de Reserva, que de 2009 a 2014 representou um custo de cerca de R\$ 1,91 bilhão²⁴.

De 2008 a 2014, foram realizados 6 Leilões de Energia de Reserva, por meio dos quais foram contratados 3.399,30 MW médios. Além disso, foram contratados 1.184 MW médios de energia da Usina Termonuclear Angra III, também na modalidade de energia de reserva.

Ressalta-se que o cronograma previsto na Reunião do DMSE, de 17/12/2015, indica que a usina só entrará em operação em dezembro de 2020, em que pese a UTE Angra III ter sido contratada para aumentar a segurança do sistema e ter compromisso contratual de entrega de energia a partir de 1º de janeiro de 2016, atraso esse que pode, diante da ocorrência de novas hidrologias desfavoráveis, comprometer a segurança de suprimento do sistema elétrico.

Dessa forma, até o final de 2014, já haviam sido contratados 4.583,30 MW médios com a finalidade de recompor o lastro energético do sistema, o que representava 7,08% da carga do SIN em 2014, que, de acordo com o PEN 2014, foi de 64.710 MW médios.

²⁴ Fonte: ANEEL (<http://www.aneel.gov.br> >> Informações Técnicas >> Tarifas - Consumidores Finais >> Encargos Setoriais) e CCEE (Relatório de Administração/2014).



Além disso, o MME realizou em 2015 mais 3 leilões para contratação de energia de reserva, que tem a finalidade de aumentar a segurança de suprimento do SIN, o que permite concluir que a diferença entre os certificados de garantia física atribuídos às usinas e o lastro energético real do sistema seria ainda maior do que os 4.583,30 MW médios de energia de reserva já contratados até 2014.

Em 2015 foram contratados mais 763,70 MW médios de energia de reserva, o que implica que essa modalidade de contratação totalizou, até o momento, 5.347 MW médios, valor 17% superior à garantia física da UHE Belo Monte (4.571 MW médios), em que pese o CMSE afirmar por diversas vezes ao longo de 2015 que havia sobra estrutural de energia no sistema para o atendimento à carga.

Assim, faz-se necessária a realização de estudos técnicos aprofundados por parte do MME, em conjunto com a EPE, em relação à revisão do valor da garantia física das usinas que integram o parque gerador do país. A partir dos resultados desses estudos, poderá ser avaliada a eventual necessidade de contratação de oferta de geração adicional, de forma a atender aos requisitos de segurança do abastecimento e economicidade estabelecidos pelo CNPE.

Pode-se verificar que a Portaria MME nº 303/2004 estabeleceu que até 31/12/2014 a garantia física dos empreendimentos de geração hidrelétrica seria o valor vigente na data de sua publicação, o qual fora estabelecido pela ANEEL a título de energia assegurada, sendo que os referidos valores deveriam ser ajustados em janeiro de 2015.

Por meio da Portaria MME nº 681, de 30/12/2014, foram prorrogados, até 31 de dezembro de 2015, os valores de garantia física de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no SIN, inclusive Itaipu, e constituiu-se grupo de trabalho para: (i) analisar e discutir os dados, a configuração, a metodologia e os modelos necessários à revisão ordinária de garantias físicas das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no SIN e (ii) elaborar plano de trabalho, com horizonte de longo prazo, no qual constem as instituições envolvidas e as atividades a serem realizadas, o grau de interação e responsabilidades das instituições, o fluxo de informações e prazos definidos para cada atividade, visando atender periodicamente a revisão ordinária prevista no Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

Verificou-se que a data de vigência dos valores de garantia física de energia dessas UHEs foi novamente postergada, dessa vez para 31 de dezembro de 2016 (Portaria MME nº 537, de 8 de dezembro de 2015).

De acordo com apresentação e relatório²⁵ disponibilizados no sítio eletrônico do Ministério, o cálculo dessa revisão será baseado na metodologia estabelecida na Portaria MME nº 258/2008, que é utilizada para cálculo das garantias físicas dos novos empreendimentos de geração de energia elétrica do SIN.

Os documentos supracitados informam que a revisão das garantias físicas irá considerar o valor do Custo do Déficit de R\$ 3.250,00/MWh, definido na Nota Técnica EPE-DEE-NT-023/2015-r0, de 19/02/2015. No entanto, a partir dos resultados dos estudos em curso para redefinição dos valores do Custo do Déficit, inclusive aqueles relativos ao Projeto de P&D Estratégico da ANEEL “Metodologia de Elaboração da Função de Custo do Déficit”, deverá ser avaliada a necessidade de um novo cálculo das garantias físicas das usinas do SIN.

Entende-se que as garantias físicas do conjunto de usinas do SIN devem ser reavaliadas baseando-se em dados atualizados e aderentes à realidade operativa do sistema, de forma a não se introduzir distorções em seus parâmetros de cálculo. Para tal, devem ser realizadas, sempre que possível, inspeções/medições e avaliações *in loco* nas usinas e em seu entorno, para

²⁵ Apresentação do Relatório “Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas”, de 15/12/2014, e Relatório “Revisão Ordinária de Garantia Física de Usinas Hidrelétricas - UHEs”, de dezembro/2015.



verificar aspectos que possam impactar sua produtividade, tais como redução da eficiência das turbinas e geradores, assoreamento dos reservatórios, redução de vazões afluentes, etc., com o intuito de conhecer a real capacidade de produção do parque de geração do país.

No âmbito da Solicitação de Auditoria n.º 201600446/11, entendeu-se ser necessário que o MME, com o apoio da EPE e da ANEEL, elaborasse diretrizes para a realização de uma auditoria técnica nas usinas do SIN, mediante a realização de inspeções e levantamentos *in loco*, tais como: aferição do rendimento do conjunto turbina-gerador, reavaliação das curvas cota-volume e realização de batimetrias nos reservatórios, avaliação das perdas hidráulicas nos canais e circuitos de geração, evolução dos usos consuntivos, restrições ambientais e de usos múltiplos da água na bacia hidrográfica, consistência das séries de vazões afluentes às usinas, dentre outros parâmetros, com o intuito de colher subsídios para futuras reavaliações da garantia física do parque gerador existente.

No entanto, a partir da manifestação da unidade, verificou-se que já existem regulamentos que tratam de aspectos relacionados a assoreamento dos reservatórios e eficiência de turbinas e geradores. Essas normas, de certa forma, já buscam dar cumprimento à sugestão de inspeções *in loco* trazida em parágrafo anterior:

- (i) Resolução Conjunta ANEEL/ANA n.º 3, de 10/08/2010: estabelece condições e procedimentos a serem observados pelos concessionários e autorizados de geração de energia hidrelétrica para a instalação, operação e manutenção de estações hidrométricas visando ao monitoramento pluviométrico, limnimétrico, fluviométrico, sedimentométrico e de qualidade da água associado a aproveitamentos hidrelétricos); e
- (ii) Resolução Normativa ANEEL n.º 583, de 22/10/2013: estabelece procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica).

A partir do recebimento das informações obtidas com a aplicação das normas supracitadas, os parâmetros utilizados na definição das garantias físicas das usinas devem ser reavaliados de forma periódica, buscando-se conhecer a evolução da real capacidade de produção de energia do sistema à medida que as condições de contorno às usinas do SIN se alterem.

Os modelos de otimização do despacho hidrotérmico também devem ser reavaliados, tendo em vista que sua utilização é determinante no planejamento da expansão, na definição das garantias físicas de usinas hidrelétricas e termelétricas, bem como na operação e na comercialização de energia elétrica.

Repisa-se que a ANEEL propôs, no âmbito do Programa de P&D Estratégico, o desenvolvimento de outros modelos de otimização do despacho hidrotérmico para fins de planejamento da expansão e da operação eletroenergética (Chamada Pública n.º 01/2008 do Projeto Estratégico de P&D “Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico”).

Os resultados dos projetos concluídos referentes à Chamada Pública n.º 01/2008 do Projeto Estratégico de P&D devem ser avaliados no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP. Isso porque os resultados de tais projetos, os quais foram financiados com recursos cobrados na tarifa dos consumidores (R\$ 18,84 milhões²⁶), podem conter importantes subsídios ao aprimoramento dos modelos computacionais atualmente utilizados para o planejamento, operação e comercialização de energia no sistema elétrico brasileiro.

²⁶ Ofício n.º 145/2014-DR/ANEEL, de 5 de setembro de 2014.



- **Considerações adicionais**

Por fim, destaque-se que, por meio do Acórdão nº 1.171/2014-TCU-Plenário, o Tribunal de Contas da União concluiu que existem fortes indícios de que a capacidade de geração de energia elétrica no país configura-se estruturalmente insuficiente para garantir a segurança energética dentro dos parâmetros estabelecidos pelo CNPE, tendo sido constatado que as possíveis causas consistem em:

- i) Falhas no planejamento da expansão da capacidade de geração;
- ii) Superavaliação da garantia física das usinas;
- iii) Indisponibilidade de parte do parque de geração termelétrica; e
- iv) Atraso na entrega de obras de geração e transmissão de energia elétrica.

O TCU apontou que a utilização de metodologias diferentes para o cálculo de garantias físicas e a utilização de parâmetros que não refletiam a real operação do sistema para a definição desses valores resultaram em superavaliação da carga crítica do SIN, ou seja, a soma das garantias físicas já atribuídas às usinas é maior que a atual garantia física total do sistema, ensejando um desequilíbrio.

Ainda de acordo a Corte de Contas, consoante relatório que subsidiou o Acórdão nº 2519/2015-TCU-Plenário:

99. Há indicativos de que os sistemas computacionais operativos demandam aprimoramentos decorrentes de inconsistências em dados de entrada, trazendo desconfiança nas indicações operativas e subestimando os riscos de desabastecimento, o que justificaria o despacho fora da ordem do mérito. [...]

Causa

Inadequação do processo de revisão periódica de parâmetros e metodologias utilizadas no planejamento e operação do sistema elétrico.

Manifestação da Unidade Examinada

Em resposta à Solicitação de Auditoria nº 201600446/11, a SE/MME se manifestou por meio do Ofício nº 141/2016-SE-MME, de 2 de junho de 2016:

(As informações a seguir foram extraídas da Nota Informativa nº 2/2016-SE-MME, de 1º de junho de 2016.)

114. Com referência ao item “Custos marginais de operação e riscos de déficit elevados”, cabe esclarecer o que segue.

115. Devido ao processo de planejamento, tanto da expansão quanto da operação, fortemente estruturado, mesmo com o Setor Elétrico Brasileiro tendo vivenciado recentemente uma condição hidrológica bastante desfavorável, principalmente nos anos 2014 e 2015, nas principais bacias hidrográficas, onde se localizam os principais reservatórios das usinas hidrelétricas, não houve necessidade de se implementar um racionamento de energia. Esta decisão de não se implementar o racionamento de energia se deveu a análises estritamente técnicas.

116. Em primeiro lugar, faz-se necessário interpretar de forma adequada os valores de risco de déficit calculados pelos modelos computacionais utilizados pelos órgãos setoriais e por todos os agentes do setor elétrico, os quais são desenvolvidos e mantidos no estado-da-arte pelo CEPEL. Entre diversos parâmetros utilizados pelos modelos computacionais que determinam o despacho



ótimo de geração e os intercâmbios de energia está a curva de custo de déficit em quatro patamares. Uma consequência da utilização dessa curva são os custos totais de operação e os PLDs menores e ocorrência, com mais frequência, de corte de carga por otimização de custos, aqui denominados “racionamentos preventivos”. Nas análises de desempenho do sistema, esses “racionamentos preventivos” têm como reflexo um aumento nos indicadores de déficits. Eles estão associados a uma estratégia matemática e de implementação computacional. Assim, a interpretação dos riscos de déficits considerando os “racionamentos preventivos”, bem como os próprios “déficits preventivos”, deve ser feita de maneira adequada. A implementação de um racionamento de energia somente se daria na situação em que o parque gerador (hidrelétricas, termelétricas, eólicas, etc) e o sistema de transmissão não tenham capacidade de atender a demanda de energia prevista no horizonte de análise, o que não ocorreu em 2014 e 2015.

117. Ao longo de 2014 e 2015, além de monitoramento contínuo, foram realizadas análises técnicas para mensurar, de forma adequada, os riscos de déficit de energia. Também se comparou os riscos de déficit em 2014 e 2015, com aqueles obtidos no ano de 2001, quando se implementou o racionamento de energia elétrica, utilizando a mesma métrica, isto é, a versão atual do Modelo NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL. Por exemplo, considerando as séries históricas de aflúncias, em maio de 2001, mês anterior à decretação do racionamento, os riscos de déficits de energia para a região Sudeste foram cerca de 7 vezes superiores aos de 2014 e 2015; e para a região Nordeste os riscos de déficits de energia em 2001 foram cerca de 45 vezes superiores aos de 2014 e 2015. Dado que nesses meses os níveis dos reservatórios e, principalmente, as energias afluentes, foram mais elevados em 2001 do que em 2014 e 2015, esperar-se-ia que os riscos de déficits em 2015 fossem superiores aos de 2001. Entretanto, o resultado foi justamente o oposto. Estes resultados evidenciam que, de fato, houve a necessidade de se decretar o racionamento em 2001, da mesma forma em que não havia necessidade de fazê-lo em 2014 e 2015.

118. A razão para isso é que o sistema elétrico brasileiro está estruturalmente equilibrado, com sobra estrutural para atender a carga prevista, tendo ainda sido expandido na última década de forma adequada em capacidade de geração, e se dispõe atualmente de um parque de geração termelétrico significativo, que vem sendo utilizado como complementação à geração hidrelétrica.

119. Da mesma forma, avaliações de desempenho do sistema, utilizando-se o valor esperado das aflúncias e anos semelhantes de aflúncias obtidas do histórico, não indicaram e nem indicam insuficiência de suprimento energético.

120. Ainda, merece ser destacado que o CMSE, na sua competência legal, acompanha e monitora, de forma permanente, o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, bem como as condições de abastecimento e o atendimento ao mercado de energia elétrica do País. Adicionalmente, o Comitê analisa mensalmente a situação vivenciada pelo setor elétrico, avaliando sempre a necessidade de serem tomadas ações adicionais, visando à manutenção do abastecimento do país e o enfrentamento de situações conjunturais adversas, sendo que a definição de ações adicionais depende dos recursos energéticos disponíveis no momento. Por fim, compete ao CMSE encaminhar propostas de ações preventivas visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético ao CNPE, vinculado à Presidência da República.

121. Diante do exposto, ressalta-se que as medidas adicionais adotadas e existentes são suficientes para garantir do abastecimento eletroenergético do País, não havendo indícios de insuficiência no suprimento energético nos próximos anos. A evolução das condições hidroenergéticas do Sistema Interligado Nacional é considerada na simulação das medidas de operação do sistema elétrico, para que possa ser feito pelo CMSE o estreito acompanhamento e monitoramento do SIN e a implementação das medidas necessárias para a continuidade e a garantia do atendimento de energia elétrica à sociedade brasileira.



122. Relativamente à **recomendação nº 4** de “**avaliar, no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, os resultados do Projeto Estratégico de P&D “Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico” (Chamada Pública da ANEEL nº 01/2008)**”, esclarece-se que os modelos computacionais para estudos energéticos e formação do preço são constantemente aprimorados, a partir de discussões conduzidas no âmbito da CPAMP, especialmente do Grupo de Trabalho 7 “**Questões Metodológicas Associadas aos Modelos Computacionais de Expansão e Operação**”, envolvendo a ANEEL, CCEE, EPE, ONS, MME e o CEPEL.

123. Por oportuno, destaca-se que está prevista a avaliação dos resultados do Projeto estratégico de P&D “**Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico**” (chamada pública da ANEEL nº 01/2008) no âmbito da CPAMP.

(As informações a seguir foram extraídas da Nota Técnica nº 26/2016-DMSE/SEE-MME, de 1º de junho de 2016.)

124. Ainda com relação à **recomendação nº 4**, o DMSE apresenta as seguintes considerações.

125. Manifestação 7.1: Conforme relatado anteriormente na Manifestação 5.1, o CMSE deliberou que a CPAMP analise os parâmetros da metodologia CVaR utilizados nos modelos de simulação de otimização energética. Ademais, o CMSE, na sua competência legal, monitora as condições de abastecimento e o atendimento ao mercado de energia elétrica do País. Em cada uma das reuniões mensais ordinárias do CMSE são avaliados, dentre outros assuntos:

- **Monitoramento da Expansão da Geração e Transmissão de Energia:** são apresentadas pela SEE/MME as datas de tendência dos empreendimentos atualizadas nas reuniões mensais de monitoramento da expansão da geração e transmissão, coordenadas pelo DMSE/SEE/MME, com a participação da ANEEL, ONS, EPE, CCEE e Eletrobras;
- **Avaliação das Condições do Atendimento Eletroenergético do Sistema Interligado Nacional – SIN:** são apresentadas pelo ONS a Avaliação das Condições Hidrometeorológicas e Climáticas, a previsão de precipitação para os próximos dias, a evolução das Energias Naturais Afluentes – ENAs dos subsistemas do SIN, os níveis de armazenamento dos subsistemas, os Custos Marginais de Operação – CMO, a comparação da evolução das ENAs dos subsistemas com séries semelhantes do histórico, incluindo as séries mais críticas, a avaliação do comportamento dos armazenamentos dos subsistemas considerando vários cenários de afluências para os próximos meses, a evolução da carga e o comportamento em relação ao ano anterior, o comportamento dos riscos de déficit para cada subsistema, além de propostas de ações para cada cenário avaliado;
- **Características dos Modelos Computacionais para Planejamento da Expansão e Operação do SIN:** são apresentadas pelo CEPEL a evolução das ENAs dos subsistemas, o histórico de afluências dos últimos meses, a comparação com séries históricas e os períodos críticos, a análise de desempenho para o ano corrente, a avaliação dos riscos de déficit e análise de cenários.

126. Dessa forma, o Comitê acompanha detalhadamente a operação do Sistema Interligado Nacional e toma as medidas necessárias buscando a segurança, a modicidade tarifária e a universalização do atendimento de energia elétrica. O CMSE, após cada reunião ordinária, publica Nota Informativa no site do MME tratando das condições de atendimento ao Sistema Interligado Nacional, buscando dar transparência e publicidade à situação eletroenergética do SIN.



127. Semanalmente, o ONS revisa o Programa Mensal da Operação Eletroenergética – PMO, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede, utilizando os programas computacionais, dentre eles o NEWAVE e o DECOMP, e traça a estratégia operativa para a semana seguinte. Todos os resultados são publicados no site do ONS, dando publicidade a todo o processo de planejamento.

128. Assim, o monitoramento das condições de atendimento do Sistema Elétrico Brasileiro é contínuo, revisado e atualizado periodicamente. As ações são constantes e acompanham a dinâmica de evolução das condições de atendimento, que não indicaram insuficiência de suprimento energético nos últimos anos, embora as principais bacias hidrográficas onde se situam os reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste tenham enfrentado uma situação climática extremamente desfavorável.

129. Com relação ao item **“Alterações constantes das datas de entrada em operação de empreendimentos”**, o Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE informa em sua Manifestação 7.2 que emitiu a Nota Técnica nº 22/2016-DMSE/SEE-MME, na qual consolida os critérios para inclusão e exclusão de usinas no Monitoramento da Expansão da Oferta de Geração e na Simulação do Programa Mensal da Operação – PMO do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, bem como para avaliação das datas de tendência de entrada em operação de usinas acompanhada pela Reunião Mensal do Grupo de Monitoramento da Geração coordenada pelo DMSE.

130. Os critérios descritos na referida Nota Técnica pautam a atuação dos participantes da Reunião Mensal do Grupo de Monitoramento durante a avaliação das datas de tendência das usinas analisadas para que a previsão de entrada em operação comercial das unidades geradores de cada empreendimento seja a mais provável possível, sinalizando uma previsão realista da expansão da oferta de energia para o país.

131. A implantação de qualquer empreendimento de infraestrutura é dinâmica e influenciada por diversas variáveis que podem impactar no andamento normal da instalação das usinas. Assim, o desafio enfrentado pelas equipes que compõem o processo de monitoramento é identificar diariamente fatos que ameaçam o cumprimento dos compromissos contratuais firmados pelos agentes do setor, sem que se tenha gestão direta sobre eles.

132. Conforme informado na Nota Técnica, para que sejam alteradas as datas de tendência, são consideradas informações obtidas a partir dos cronogramas de implantação das usinas; resultados de inspeções técnicas realizadas pelo DMSE; resultados de reuniões específicas com empreendedores; informações de Acesso do ONS; Relatórios da Fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; informações dos Sistemas de Medição e Faturamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE; relatórios de análises de processos administrativos, fornecidas pelos órgãos institucionais; e datas de tendência das obras de transmissão.

133. As informações obtidas a partir de cronogramas de implantação, inspeções técnicas, reuniões com empreendedores, informações de Acesso do ONS e relatórios da Fiscalização da ANEEL, de uma forma ou de outra, tem como fonte principal os dados declarados pelos próprios empreendedores. As informações referentes à instalação dos Sistemas de Medição e Faturamento da CCEE e os relatórios de análises de processos administrativos, fornecidas pelos órgãos institucionais também sofrem influência da atuação dos empreendedores, visto que muitas vezes dependem de entrega de documentos por parte dos concessionários.

134. Assim, percebe-se que o acompanhamento se baseia em dados passados pelos empreendedores para os órgãos envolvidos no processo. A partir disso realizam-se análises mais críticas sobre o andamento das obras das usinas. Atualmente, tem-se buscado acompanhar o atendimento de marcos contratuais intermediários pelos empreendedores na implantação das



obras, como obtenção da licença de instalação, início das obras, início da montagem de equipamentos e início da operação em teste e comercial.

135. Quando da assinatura do contrato de concessão ou da emissão do ato de outorga pelo poder concedente, tem-se um cronograma de atividades com marcos intermediários definidos a serem observados pelo empreendedor. À medida que o tempo vai passando e as construções evoluindo, é possível identificar quais são as usinas que tem chances potencias de atrasar ou de antecipar sua conclusão. Este tipo de avaliação permite uma melhor identificação de obstáculos durante a implantação das obras, os quais muitas vezes surgem apenas após o início da construção das usinas, fazendo com que muitas alterações de data de um PMO para o outro sejam necessárias.

136. O objetivo do Grupo de Monitoramento da Expansão é indicar as datas mais realistas possível para a consideração das usinas nos modelos de planejamento e operação do Sistema Elétrico Brasileiro.

137. Importante esclarecer que toda alteração de data de tendência é devidamente justificada. Busca-se sempre a maior quantidade de informações possíveis para que se faça a alteração não só oportunamente, mas de maneira razoável, buscando retratar, a partir daquele momento, quanto tempo levará para se ter a energia de determinada usina disponível para consumo. A fim de demonstrar melhor a realidade do monitoramento, tentaremos exemplificar com casos concretos.

138. A UHE Baixo Iguaçu foi inserida no acompanhamento do DMSE na reunião de outubro de 2008, após a venda de energia no leilão. A data de tendência inicial foi de Janeiro/2013, obedecendo à data de compromisso de início de suprimento. Depois disso, esta data foi alterada 5 vezes até março de 2012 devido à indefinição sobre o licenciamento ambiental que se deu ao longo deste período, atendendo aos critérios estabelecidos na Nota Técnica nº 22/2016-DMSE/SEE-MME.

139. Com a assinatura do Contrato de Concessão nº 02/2012-MME-UHE Baixo Iguaçu, foram atualizadas as datas de tendência das unidades geradoras para abril/2016, junho/2016 e agosto/2016 para as turbinas 1, 2 e 3, respectivamente. Ao longo de 2013 foram realizadas mais duas alterações de datas de tendência pautadas por aqueles critérios da Nota Técnica nº 22/2016-DMSE/SEE-MME, justificadas pelas dificuldades de obtenção das licenças ambientais.

140. No ano de 2014 o empreendedor apresentou novo cronograma após obtenção das licenças ambientais e início da obra. Assim, a previsão de entrada em operação foi readequada para Maio/2016, Julho/2016 e Setembro/2016 para as unidades geradoras 1, 2 e 3, respectivamente. Porém, a partir de junho de 2014 as obras foram paralisadas devido a um incidente de galgamento da ensecadeira de montante que impactou a manifestação dos órgãos licenciadores. Em função disso, as obras ficaram sobrestadas e até dezembro de 2014 foram realizadas duas atualizações de datas de tendências refletindo o período de obras paradas.

141. A partir de janeiro de 2015, quando foi emitida nova autorização pelo ICMBio para a retomada das obras, a expectativa era de que a retomada das obras se desse a qualquer momento. Assim, considerando o período de implantação das obras da usina, as datas de tendência de entrada em operação foram sendo postergadas sucessivamente até que, em novembro daquele ano, o empreendedor apresentou novo cronograma de implantação com previsão de entrada em operação em maio/2018, julho/2018 e setembro/2018 para as turbinas 1, 2 e 3, respectivamente.

142. Foi constatado que o empreendedor atrasou mais um mês para a retomada efetiva das obras, o que gerou a postergação de mais um mês na previsão de conclusão das obras da usina Baixo Iguaçu na reunião do Grupo de Monitoramento da geração realizada em dezembro de 2015. Recentemente, a ANEEL identificou junto ao concessionário que o traçado da linha de transmissão de interesse restrito e a localização da subestação da usina podem sofrer alterações por necessidade de adequações aos parâmetros exigidos pelos órgãos licenciadores, tornando-se caminho crítico para a implantação do empreendimento. Assim, as datas de tendência foram



alteradas novamente considerando as informações do empreendedor. Atualmente a previsão de entrada em operação das unidades 1, 2 e 3 são agosto/2018, outubro/2018 e dezembro/2018, respectivamente.

143. Toda a descrição de alterações de datas de tendência de entrada em operação da UHE Baixo Iguaçu demonstra quanto os empreendedores vão mudando as informações com o passar do tempo diante das dificuldades que vão se apresentando durante a implantação de uma usina. Destacamos ainda que a quantidade de alterações de data de tendência da UHE Baixo Iguaçu é elevada por ser a usina uma das mais antigas atualmente no monitoramento.

144. A UHE Belo Monte, desde a sua inclusão no universo de usinas monitoradas em outubro de 2010 após a venda de energia no leilão 06/2009, realizado em 25/04/2010, sofreu poucas alterações de datas de previsão de entrada em operação comercial nas suas unidades geradoras principais. A maior alteração de datas dessas turbinas se deu na reunião do Grupo de Monitoramento da Geração de janeiro de 2016, resultado de um trabalho da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que identificou atraso na montagem dos equipamentos.

145. A título de exemplo, a máquina principal número 1, que entrou no monitoramento com previsão de iniciar operação a partir de Março/2016 e teve a data de tendência alterada para Maio/2016, foi liberada para operação comercial em 19 de abril de 2016, 11 dias antes de iniciar o mês indicado para o Planejamento Mensal da Operação de maio deste ano. Enquanto isto, a turbina número 2, que tinha sua previsão inicial para operar a partir de Maio/2016, teve sua data de tendência alterada para Julho/2016 e recentemente teve sua data de previsão confirmada pelo empreendedor para julho deste ano.

146. As datas de tendência das unidades geradoras complementares da UHE Belo Monte foram as que mais sofreram alterações, porém, apenas a partir de julho de 2014. Seguindo as informações de implantação prestadas pelo empreendedor da usina, as datas de tendência para entrara em operação comercial foram alteradas devido à perda da janela hidrológica por causa de diversas paralizações forçadas ocorridas na obra. Na reunião seguinte foram feitos ajustes nas datas de tendência com dados mais refinados conforme contribuições da ANEEL. Apenas ao final do ano de 2015 as previsões de operação das turbinas complementares da usina voltaram a ser modificadas segundo informações do próprio empreendedor e, posteriormente, análise de cronograma realizada pela SFG.

147. Poderíamos descrever o histórico de alteração das datas de tendência para entrada em operação de qualquer outra usina, independente de se tratar de usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas ou solares, que ficaria evidenciado que as alterações de datas só ocorrem se devidamente justificadas com a identificação das dificuldades que levaram a tais mudanças.

148. O compromisso dos participantes do processo de monitoramento, conforme apontado anteriormente, é de se buscar a melhor data possível de entrada em operação para todas as usinas de maneira a retratar uma previsão realista da expansão da oferta de energia para o país.

149. Continuamente trabalhamos no aperfeiçoamento dos mecanismos de busca de informação, bem como de análise dos dados enviados pelos empreendedores e agentes do setor elétrico para a definição de datas de tendência. Para isso, o Ministério de Minas e Energia tem se aproximado cada vez mais da ANEEL no processo de monitoramento, a qual também tem desenvolvido ferramentas para melhorar a informação disponibilizada nas reuniões do Grupo de Monitoramento.

150. Com este procedimento busca-se obter, de forma mais precisa possível, a disponibilidade da capacidade do parque de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.



(As informações a seguir foram extraídas da Nota Informativa nº 009/2016/DPE/SPE-MME, de 1º de junho de 2016.)

151. Em referência ao item **“Desatualização das garantias físicas e necessidade de leilões de reserva”**, no que diz respeito à revisão da garantia física de energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN, informa-se que o Grupo de Trabalho (GT) criado pela Portaria MME nº 681, de 30 de dezembro de 2014, composto pelo Ministério de Minas e Energia - MME, pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, realizou diversas ações no sentido de cumprir o disposto no estabelecido no §4º, art. 21 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, que regulamenta as revisões de garantia física de energia das UHEs. Resumidamente, apresentam-se, a seguir, algumas das atividades realizadas pelo GT:

- Ao longo de 2014 e 2015 foram realizadas 64 reuniões técnicas do GT (33 em 2014 e 31 em 2015);
- Realizadas reuniões específicas com Agência Nacional de Águas - ANA, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e associações representativas dos agentes de geração de energia elétrica (Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica - ABRAGE, Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE e Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia - ABIAPE);
- Validação do Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas em Sistemas Hidrotérmicos Interligados - SUISHI no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias de Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP e treinamento realizado pelo CEPEL com os agentes;
- Realização de quatro reuniões amplas com os agentes de geração no Auditório do MME, nas seguintes datas: 06 de março de 2015, 29 de maio de 2015, 14 de agosto de 2015 e 11 de dezembro de 2015.

152. Além disso, o cronograma de atividades do GT previa a conclusão da consolidação da base de dados, das premissas e dos critérios a serem empregados na revisão ordinária. Entretanto, nesse ínterim, houve necessidade de declaração por parte dos agentes de novos valores de indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (IP), bem como da aprovação das vazões de usos consuntivos pela ANA, para utilização no processo de revisão ordinária de garantia física de energia das UHEs.

153. Assim, foi editada a Portaria MME nº 248, de 2 de junho de 2015, que estabeleceu o prazo até 12 de junho de 2015 para que os agentes declarassem novos valores de TEIF e IP limitados às condições estabelecidas naquele ato. Além disso, em 2 de outubro de 2015, por meio do Ofício nº 355/2015/AA-ANA, a ANA validou a proposta metodológica e os resultados finais de vazões de usos consuntivos.

154. Deste modo, foi necessário reprogramar as atividades previstas após a consolidação da base de dados, com a readequação do cronograma original, por não ser possível a publicação das garantias físicas revisadas em 31 de outubro de 2015.

155. Em 8 de dezembro de 2015, foi assinada a Portaria MME nº 537 definindo que os atuais valores de garantia física de energia das UHEs despachadas centralizadamente, inclusive de Itaipu, permaneceriam válidos até 31 de dezembro de 2016. Apesar da publicação da revisão das garantias físicas estar prevista para ocorrer em 2016, pondera-se que a vigência desses novos valores ocorra a partir de 1º de janeiro de 2017. Esse prazo foi estipulado para que os agentes, responsáveis pelas UHEs, tenham tempo para se adequarem às novas condições de lastro e



comprometimentos contratuais, tendo em vista os novos montantes de garantia física de energia a serem publicados.

156. Em 17 de dezembro de 2015, por meio da Portaria MME nº 544, foi divulgado para consulta pública o Relatório “Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs”, de 10 de dezembro de 2015. O relatório apresentou a metodologia e a base de dados que seriam empregados na revisão ordinária. Segundo essa Portaria, as contribuições à consulta pública seriam recebidas pelo MME até 24 de janeiro de 2016. Posteriormente este prazo foi prorrogado até 31 de janeiro de 2016, por meio da Portaria MME nº 16, de 20 de janeiro de 2016, de modo a propiciar uma maior participação dos agentes setoriais e demais interessados, atendendo pleito das associações que representam os agentes de geração (ABRAGE, APINE e ABIAPE).

157. As contribuições encaminhadas ao Ministério foram objeto de avaliação por parte do GT quanto à sua factibilidade de inserção na metodologia e base de dados estudadas. Dessa maneira, observando as contribuições recebidas na consulta pública, foi consolidado pelo GT o Relatório “Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs”, de 29 de abril de 2016, que detalha a contextualização (base legal), o critério que habilita uma usina à revisão ordinária, a metodologia e os modelos empregados nos cálculos, bem como os dados da configuração hidrotérmica.

158. Ademais, a EPE, por solicitação do Ministério de Minas e Energia, e em cumprimento ao Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, concluiu o cálculo da garantia física de energia das UHEs despachadas centralizadamente, passíveis de revisão, tendo como base a metodologia descrita no relatório citado.

159. Também, informa-se que o GT buscou sempre utilizar as informações mais atualizadas possíveis, que estavam disponíveis na ocasião da realização da revisão ordinária. Por isso, houve a realização de reuniões com as entidades (ANA, ANEEL e ONS) que detêm esses dados. A fim de exemplificar, cita-se o trabalho realizado pelo GT em conjunto com a ANA, que conforme informado anteriormente, culminou na emissão do Ofício nº 355/2015/AA-ANA, que tratou da validação das vazões de usos consuntivos das UHEs, considerando o ano de 2015 como referência para projeção dessas vazões. A própria ANA ressaltou que, nesse trabalho, foram adotadas as melhores e mais recentes informações disponíveis, priorizando as estimativas de outorgas e Declarações de Reserva de Disponibilidade Hídrica – DRDHs.

160. Outro exemplo que pode ser mencionado diz respeito ao emprego da versão 10 do Modelo SUIISHI, que incorporou as condições de operação para o Sistema Hidráulico Paraíba do Sul, definidas na Resolução Conjunta ANA/DAEE/IGAM/INEA nº 1382, de 7 de dezembro de 2015.

161. Assim, esses são alguns exemplos que demonstram a preocupação do MME em trabalhar com os dados mais atualizados e aderentes à realidade operativa do sistema.

162. Com relação aos dados de usinas e sua aderência à realidade operativa do sistema, ressaltam-se que, a Resolução Conjunta ANEEL/ANA nº 3, de 10 de agosto de 2010, estabelece as condições e os procedimentos a serem observados pelos concessionários e autorizados de geração de energia hidrelétrica para a instalação, operação e manutenção de estações hidrométricas visando ao monitoramento pluviométrico, limnimétrico, fluviométrico, sedimentométrico e de qualidade da água associado a aproveitamentos hidrelétricos. Além disso, a Resolução Normativa ANEEL nº 583, de 22 de outubro de 2013, estabelece os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica. Os resultados da aplicação desses normativos, em particular aqueles associados ao assoreamento dos reservatórios e eficiência das turbinas e geradores, serão adotados nos cálculos e revisões de garantias físicas das usinas hidrelétricas, tão logo sejam disponibilizados pela ANEEL.



163. Além da revisão ordinária, o MME também realiza, sistematicamente, revisões extraordinárias dos montantes de garantia física de energia das UHEs despachadas centralizadamente, em razão da aprovação pela ANEEL de modificações nos Projetos Básicos dessas usinas. Essa revisão foi regulamentada pela Portaria MME nº 861, de 18 de outubro de 2010.

164. No caso das UHEs não despachadas centralizadamente, tem-se a Portaria MME nº 463, de 3 de dezembro de 2009, que determina que a revisão das garantias físicas de energia é devida às alterações de características técnicas, bem como em função da energia gerada por esses empreendimentos. Atualmente, a metodologia de que trata esta Portaria está passando por reavaliação visando seu aprimoramento, conforme estabelecido nas Portarias MME nº 376, de 5 de agosto de 2015, e nº 107, de 31 de março de 2016.

165. O MME também acompanha as garantias físicas de energia das demais fontes, conforme mostrado, a seguir.

- Usinas Termelétricas – UTEs despachadas centralizadamente no SIN com Custo Variável Unitário – CVU não nulo:

- Portaria MME nº 7, de 5 de janeiro de 2012: define a metodologia de revisão de garantia física de energia motivada por mudança de combustível;

- Portaria MME nº 492, de 12 de setembro de 2014: estabelece critérios, procedimentos e diretrizes para a revisão extraordinária das garantias físicas de energia em decorrência de alteração de potência instalada.

- UTEs a biomassa com CVU nulo:

- Portaria MME nº 484, de 24 de agosto de 2012: institui a metodologia para revisão de garantia física de energia devido à alteração de capacidade instalada;

- Portaria MME nº 564, de 17 de outubro de 2014: estabelece metodologia de revisão de garantia física de energia com base na geração de energia elétrica verificada ou em razão de aumento de disponibilidade de combustível e/ou eficiência energética.

- Usinas eólicas – EOLs:

- Portaria MME nº 416, de 1º de setembro de 2015: define procedimentos e metodologias para a revisão de garantia física de energia em decorrência de alterações de parâmetros devidamente aprovados; e com base na geração de energia elétrica verificada.

166. Deste modo, o que se pretende com essas revisões é tornar os valores de garantia física de energia aderentes às características técnicas atualizadas dos empreendimentos, bem como com seus desempenhos.

De acordo com a ata da Reunião de Busca Conjunta de Soluções, realizada em 29 de junho de 2016:

“A Unidade concordou com as recomendações do órgão de controle interno.

No que se relaciona às datas de tendência para entrada em operação de empreendimentos, foi ponderado pela SEE que - em decorrência da sobrecontratação de energia pelas distribuidoras - existe a possibilidade de que algumas usinas que estão atrasadas tenham suas outorgas canceladas, ou contratos repactuados (no que toca à data fixada para entrada em operação).”



Análise do Controle Interno

Em sua manifestação, a SE/MME apresenta, dentre outros argumentos, o de que não houve necessidade de se decretar um racionamento mesmo diante de uma hidrologia desfavorável em 2014 e 2015 e que o sistema se encontra equilibrado estruturalmente. A Unidade apresentou, ainda, uma descrição comparando a situação dos riscos de déficit em 2001, ano em que foi decretado um racionamento, e em 2014-2015. No entanto, não foi refutado o fato de que o sistema apresentou no 1º semestre de 2015 riscos de déficit elevados, superando o limite de 5% estabelecido pelo CNPE, e custos marginais de operação superiores ao CME.

Também merece ser destacado o fato de os planos da operação energética utilizarem, desde 2013, a geração de cenários não condicionada ao passado recente, tendo em vista que os índices de desempenho do sistema, tais como os riscos de déficit, valor esperado da energia não suprida e custos marginais de operação, seriam fortemente influenciados pela adoção da geração de cenários condicionada ao passado recente (uso da tendência hidrológica).

No que se refere ao Projeto Estratégico de P&D “Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico” (Chamada Pública da ANEEL nº 01/2008), a Unidade informou que seus resultados serão avaliados no âmbito da CPAMP. Destacou, ainda, que o CMSE já deliberou que a CPAMP analise os parâmetros da metodologia de aversão a risco CVaR implantada nos modelos computacionais utilizados no setor.

Além disso, pode-se verificar que o CMSE publica notas informativas buscando prestar informações acerca da condição de atendimento eletroenergético do país e os resultados das revisões do PMO são publicados no site do ONS.

A Unidade argumentou que (i) são acompanhados os principais marcos definidos no contrato de concessão e (ii) as alterações nas datas de entrada em operação dos empreendimentos acompanhados pelo grupo de monitoramento da expansão são devidamente justificadas. Além disso, pode-se verificar que o acompanhamento depende, em grande parte, de dados repassados pelos empreendedores para os órgãos envolvidos no processo, sem que o Ministério tenha gestão direta sobre a implantação dos empreendimentos. Dessa forma, optamos por não efetuar recomendação específica para esse tópico (alterações de datas de tendência para entrada em operação).

Em relação à revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS, verifica-se que diversas atividades se encontram em andamento, dentre elas a declaração de novos valores de indisponibilidade forçada e programada e a aprovação de valores atualizados para os usos consuntivos pela ANA, os quais, de acordo com a Unidade, já serão utilizados na revisão em curso. Além disso, a Unidade demonstrou que existem portarias que tratam da revisão de garantia física de usinas termelétricas (motivadas por mudança de combustível ou alteração de potência instalada), à biomassa (devido a alteração de capacidade instalada, aumento de disponibilidade de combustível e/ou eficiência energética) e eólicas (após alterações de parâmetros já aprovados e com base na geração verificada), buscando obter valores de garantia física aderentes às características técnicas atualizadas dos empreendimentos.

No entanto, cabe destacar que os cálculos e revisões das garantias físicas das usinas hidrelétricas devem ser reavaliados após a disponibilização das informações obtidas a partir da aplicação dos seguintes normativos: (i) Resolução Conjunta ANEEL/ANA nº 3, de 10/08/2010 (condições e procedimentos a serem observados pelos concessionários e autorizados de geração de energia hidrelétrica para a instalação, operação e manutenção de estações hidrométricas visando ao monitoramento pluviométrico, limnimétrico, fluviométrico, sedimentométrico e de qualidade da água associado a aproveitamentos hidrelétricos) e (ii) Resolução Normativa ANEEL nº 583, de 22/10/2013 (procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica).



Outro ponto que merece ser avaliado é se há a necessidade de recálculo das garantias físicas tendo em vista a obtenção do novo valor de custo do déficit (5.728,00 R\$/MWh) obtido nos estudos contratados pela EPE, os quais já foram analisados pelos grupos técnicos da CPAMP.

Em razão da concordância da unidade e pelo fato de não terem sido apresentados argumentos capazes de afastar o apontamento do controle interno, mantém-se as recomendações formuladas no âmbito do relatório preliminar, realizando-se, tão somente, a inclusão do seguinte trecho ao final do texto da segunda recomendação: “de forma a obter subsídios para o aperfeiçoamento dos modelos computacionais atualmente utilizados”.

Recomendações:

Recomendação 1: A partir da reavaliação da garantia física do parque gerador atual, avaliar se há necessidade de contratação de oferta de geração adicional, de forma a atender aos requisitos e critérios de segurança do abastecimento e economicidade estabelecidos pelo CNPE.

Recomendação 2: Avaliar, no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, os resultados do Projeto Estratégico de P&D “Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico” (Chamada Pública da ANEEL nº 01/2008), de forma a obter subsídios para o aperfeiçoamento dos modelos computacionais atualmente utilizados.

1.1.2.7 CONSTATAÇÃO

Sobrecontratação de energia elétrica pelas distribuidoras.

Fato

Por meio da Solicitação de Auditoria nº 201600446/02, foi solicitado ao Ministério que detalhasse as ações adotadas pelo MME para mitigar eventuais subcontratações e/ou sobrecontratações de energia pelas distribuidoras ocorridas ao longo de 2015. Em resposta, foi encaminhada a Nota Informativa nº 2/2016-DGSE/SEE-MME, de 14/04/2016, cujos principais argumentos são descritos a seguir.

De acordo com a referida Nota Informativa, cabe aos agentes de distribuição gerir seu portfólio e garantir o atendimento à totalidade da carga mediante contratos, tendo em vista o disposto na Lei nº 10.848/2004 e no Decreto nº 5.163/2004:

Lei nº 10.848/2004

Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:

[...]

Decreto nº 5.163/2004

Art. 2º Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:

[...]

II - os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1º de janeiro de 2005, o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de



contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL; e

[...]

Art. 18. Sem prejuízo da obrigação referida no art. 17, todos os agentes de distribuição, a partir de 1º de janeiro de 2006, deverão apresentar declaração ao Ministério de Minas e Energia, conforme prazos e condições estabelecidos em ato do Ministro de Estado de Minas e Energia, definindo os montantes a serem contratados por meio dos leilões, a que se refere o art. 19, para recebimento da energia elétrica no centro de gravidade de seus submercados e atendimento à totalidade de suas cargas.

[...]

Art. 38. No repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, de que tratam os arts. 36 e 37, às tarifas dos consumidores finais, a Aneel deverá considerar até cento e cinco por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição.

A Nota Informativa nº 2/2016-DGSE/SEE-MME elenca, ainda, as principais medidas adotadas pelo MME no que se refere à subcontratação/sobrecontratação de energia pelas distribuidoras de energia elétrica:

a. Foram realizadas diversas reuniões para endereçar a questão relativa à contratação do ACR em 2015.

b. Em setembro de 2014 a CCEE enviou estimativa do Balanço Contratual do ACR para 2015.

c. Foi estabelecida a realização do Leilão "A-1", de 2014, realizado em 5 de dezembro de 2014, nos termos da Portaria MME nº 547, de 8 de outubro de 2014.

d. Foi acordada com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL a realização de leilão de ajuste, uma vez que os Contratos de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR proveniente de leilões de energia existente têm período de suprimento de no mínimo um ano, e, dessa forma, haveria uma necessidade de energia concentrada no 1º semestre de 2015.

e. No sentido de viabilizar o leilão de ajuste supracitado, foi publicado o Decreto nº 8.379, de 15 de dezembro de 2014, que altera os arts. 26 e 36 do Decreto nº 5.163, de 2004.

f. Nos termos do Despacho nº 4.820, de 16 de dezembro de 2014, foi realizado pela CCEE, em 15 de janeiro de 2015, o 18º Leilão de Ajuste, com produtos de três e seis meses, ambos com início de suprimento em 1º de janeiro de 2015, no sentido de contratar a necessidade de energia para o 1º semestre de 2015.

g. Após realização do Leilão "A-1", de 2014, e do 18º Leilão de Ajuste, a partir de da estimativa do Balanço Contratual do ACR para 2015 enviada pela CCEE em janeiro de 2015, foi verificada a mitigação da questão, exceto para o 1º bimestre de 2015, devendo restar consignado que a despeito da eventual exposição financeira apurada no Mercado de Curto Prazo mensalmente, o nível de contratação é avaliado pela ANEEL em regime de competência ao término do ano civil.

h. As concessionárias de geração incumbentes foram designadas como responsáveis pela Prestação do Serviço de Geração de Energia Elétrica, por meio da operação das usinas a serem licitadas em julho de 2015, com vistas a garantir a continuidade do serviço, resultando na conseqüente alocação da energia em cotas de garantia física de energia e de potência.

i. A estimativa de Balanço Contratual do ACR para 2015 foi novamente atualizada pela CCEE em junho de 2015.

j. Em abril de 2016, foi enviado pela CCEE o Balanço Contratual do ACR de 2015, a partir de dados contabilizados, onde se observa o nível de contratação médio anual de 101,57% em 2015.

k. Finalmente, ressalte-se que desde 2013 o Ministério de Minas e Energia subsidiou a defesa da União perante o Mandado de Segurança nº 20432, referente à UHE Jaguará, bem como quanto à defesa da União perante o Mandado de Segurança nº 21465, referente

à UHE São Simão, ambos julgados pelo Superior Tribunal de Justiça, no sentido de garantir a alocação da garantia física dessas usinas ao ACR.

De acordo com as informações prestadas pela Unidade, pode-se verificar que a atuação do Ministério para minimizar o percentual de subcontratação das distribuidoras se deu por meio de diretrizes e interação com a ANEEL para a realização de leilões de energia existente e de ajuste, além da defesa da União, na esfera judicial, buscando a destinação ao ACR de cotas de garantia física das usinas de Jaguara e São Simão.

Com relação às ações tomadas pelo MME para mitigar a sobrecontratação decorrente da entrada - no segundo semestre de 2015 - de novas usinas no regime de cotas, não foram fornecidas informações pelo Ministério. No entanto, pode-se verificar que a ANEEL realizou audiências públicas e, a partir destas, editou as seguintes Resoluções com o objetivo mitigar o problema:

- **Resolução Normativa nº 706/2016**, que permitiu que as sobras involuntárias decorrente alocação de cotas de garantia física e de potência possam ser abatidas do montante de reposição dos anos posteriores; e
- **Resolução Normativa nº 711/2016**, que estabeleceu critérios e condições para celebração de acordos bilaterais entre partes signatárias de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR (geradores e distribuidoras).

Informações da Nota Técnica nº 70/2016-SRM-SGT/ANEEL, de 03/04/2016, indicam que a sobrecontratação das distribuidoras pode chegar a 5.000 MW médios:

10. De acordo com estimativas da CCEE, o nível de contratação das distribuidoras, considerando a carga de energia estimada no PEN 2016-2020 para o ano de 2016, é de 110,9% e para 2017 é de 108,3%, sem considerar o montante de reposição de 96% do A-1, e de 112,6% considerando esta contratação. A ABRADDEE estima em 107,1% o nível de contratação médio das distribuidoras para o ano de 2016.

11. Assim, essas estimativas de nível de contratação correspondem a cerca de 5.000 MW médios de acordo com os dados da CCEE e a 3.000 MW médios, conforme os dados da ABRADDEE, acima de 100% da carga.

De acordo com o Decreto nº 5.163/2004, o montante de reposição corresponde (i) a quantidade de energia elétrica decorrente do vencimento de contratos de compra de energia elétrica dos agentes de distribuição no ano “A-1”; e (ii) da redução da quantidade contratada pelos agentes de distribuição no ano “A” em relação ao ano “A-1”. Destaque-se que não integram o montante de reposição o vencimento de contratos celebrados por meio de leilões de ajuste referidos no art. 26 e as reduções referidas no art. 29:

Art. 26. A ANEEL promoverá, direta ou indiretamente, leilões específicos para contratações de ajuste pelos agentes de distribuição, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação, pelos referidos agentes, do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

§ 1º O montante total de energia contratado em leilões de ajuste será de até cinco por cento da carga total contratada de cada agente de distribuição, a critério do Ministério de Minas e Energia.

[...]

Art. 29. Os CCEAR decorrentes dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes deverão prever a possibilidade de redução dos montantes contratados, a critério exclusivo do agente de distribuição, em razão:

I - do exercício pelos consumidores potencialmente livres da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor;



II - de outras variações de mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de até quatro por cento do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores; e

III - de acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004, observado o disposto no art. 21 da Lei nº 10.848, de 2004.

[...]

Ressalta-se que o limite mínimo de recontração estabelecido no art. 40, § 1º, do Decreto nº 5.163/2004 é igual de 96% do montante de reposição. Assim, mesmo que as distribuidoras estejam sobrecontratadas ou que haja previsão de redução de seus mercados consumidores, estas são obrigadas a contratar parcela do montante de reposição nos leilões de energia existente, o que tenderá a aumentar ainda mais o nível de sobrecontratação atualmente verificado, caso não haja alteração ou flexibilização do limite estabelecido no referido Decreto.

Causa

Falhas nos mecanismos utilizados para ajustar a tendência de crescimento ou retração do mercado com a real necessidade de contratação de energia existente.

Manifestação da Unidade Examinada

Em resposta à Solicitação de Auditoria nº 201600446/11, a SE/MME se manifestou por meio do Ofício nº 141/2016-SE-MME, de 2 de junho de 2016:

“(As informações a seguir foram extraídas da Nota Informativa nº 030/2016/ASSEC/GM-MME, de 1º de junho de 2016.)

167. A sobrecontratação de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada - ACR é um tema que o Ministério de Minas e Energia tem acompanhado com bastante atenção. Neste sentido, estão sendo avaliadas algumas medidas de curto, médio e longo prazo.

168. O MME suporta as medidas implementadas pela ANEEL que, por meio da regulação setorial, já está buscando atenuar esse problema no curto prazo, levando em consideração ainda o fato de que os referidos contratos do ACR garantem a financiabilidade dos projetos de expansão da geração contratados em Leilões Regulados.

169. Conforme informações da ANEEL, as seguintes medidas foram discutidas no âmbito da Agência como forma de atuar sobre o nível de contratação das distribuidoras:

170. Medidas concluídas:

- *Implementação do MCSD de Energia Nova (REN 693/2015);*
- *Consolidação dos efeitos das cotas na apuração do Montante de Reposição (REN 706/2016);*
- *Permissão para realização de acordos bilaterais livremente pactuados entre distribuidoras e geradores (REN 711/2016);*
- *Criação do financeiro de previsão de sobrecontratação com repasse integral às tarifas, ajustado no ano seguinte;*
- *Substituição dos contratos de fornecimento por CUSD e CCER, de modo que a penalidade por encerramento antecipado se torne isonômico para consumidores que migram ao ACL (REN 714/2016);*



171. Medidas em instrução:

- *Aprimoramento do MCSD de Energia Nova para permitir descontração [sic] centralizada e prazo mais longo (AP 24/2016);*
- *Revisão da penalidade por insuficiência de lastro para comercialização de energia incentivada nas Regras de Comercialização (em estudo);*
- *Enquadramento de consumidores especiais no gênero de consumidores livres, permitindo redução de CCEAR de energia existente em caso de migração ao ACL.*

172. *No médio prazo, a Secretaria Executiva, Secretaria de Energia Elétrica e a Assessoria Econômica estão avaliando a possibilidade de alteração no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 para equacionar o Montante de Reposição, cujo atual limite mínimo é de 96%.*

173. *Como medida de longo prazo, o Ministério de Minas e Energia, contratou o estudo de “Balanço Contratual do Mercado de Energia Elétrica: Avaliação de Cenários e Propostas” para concluir, até 01/08/2016, o “desenvolvimento de um projeto voltado a uma avaliação técnica, econômica e regulatória buscando traçar um diagnóstico do balanço contratual presente e futuro e propor medidas (ou combinação de medidas) bem como uma proposta de priorização dessas medidas, com base em cenários, análise custo benefício ou outra metodologia a ser acordada.”, firmado com a empresa de consultoria Roland Berger Strategy Consultants, nos termos do Contrato nº 002/2016-EDP/SE/MME.”*

De acordo com a ata da Reunião de Busca Conjunta de Soluções, realizada em 29 de junho de 2016:

“A Unidade concordou com a necessidade de rever/flexibilizar as regras de obrigação de contratação, pelas distribuidoras, do limite mínimo de 96% do montante de reposição em leilões de energia existente. Informou, ainda, que já existe uma minuta de Decreto propondo tais alterações.”

Em sua manifestação ao Relatório Preliminar, a qual se deu por meio da Nota Informativa nº 042/2016/ASSEC/GM-MME, a Unidade destacou que:

6. Por meio da Nota Técnica Conjunta nº 35/2016-ASSEC/GM-MME, de 8 de junho de 2016, recomendou-se “emissão de Decreto revogando o art. 40 do Decreto nº 5.163, de 2004, e adequando a redação do seu art. 36, de forma a não citar tal dispositivo”.

Análise do Controle Interno

A Unidade auditada, em conjunto com o órgão regulador, tem buscado adotar medidas de curto, médio e longo prazos para enfrentar o problema da sobrecontratação de energia pelas distribuidoras.

Dentre essas medidas, as áreas técnicas da Pasta estão avaliando a necessidade de se equacionar o limite mínimo de 96% de recontração do montante de reposição em leilões de energia existente, o que vai ao encontro do proposto pelo órgão de controle interno.

A Unidade destacou como medida de longo prazo a contratação de estudo de “Balanço Contratual do Mercado de Energia Elétrica: Avaliação de Cenários e Propostas” para realizar uma avaliação técnica, econômica e regulatória, buscando um diagnóstico do balanço contratual das distribuidoras e a proposição e priorização de medidas, com base em cenários, análise custo-benefício ou outra metodologia a ser acordada com a empresa de consultoria Roland Berger Strategy Consultants (Contrato nº 002/2016-EDP/SE/MME). Como já salientado em outros itens deste Relatório, em razão das restrições orçamentárias, o Ministério não deve desconsiderar a



possibilidade realizar esse estudo com o corpo técnico de servidores que encontra-se em exercício na Pasta, como os especialistas em políticas públicas e gestão governamental e analistas de infraestrutura, podendo contar, ainda, com informações e apoio da EPE, ANEEL e CCEE.

Recomendações:

Recomendação 1: Avaliar a necessidade de propor alteração ou flexibilização da aplicação do limite mínimo de recontração em leilões de energia existente estabelecido no Decreto nº 5.163/2004.

1.1.2.8 INFORMAÇÃO

Carga de tributos e encargos no setor elétrico.

Fato

Em estudo desenvolvido com base na carga tributária e encargos setoriais efetivamente arrecadados por 47 empresas do setor elétrico brasileiro, representando aproximadamente 70% do mercado de geração, transmissão e distribuição, o Instituto Acende Brasil e a *PricewaterhouseCoopers - PwC* indicaram que o total da arrecadação de tributos e encargos setoriais no segmento GTD foi de aproximadamente R\$ 61,7 bilhões para o ano-calendário 2014 (na amostra selecionada). O impacto percentual da carga tributária e encargos setoriais foi estimado em aproximadamente 40,23% sobre o total da receita operacional bruta, que foi de R\$ 153,4 bilhões²⁷ em 2014.

Cabe ressaltar que em 2014 a política de subsídios prevista na legislação foi coberta com recursos do Orçamento da União, por meio de aportes do Tesouro Nacional na Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. Sem esses subsídios, o referido estudo conclui que a carga tributária consolidada do setor elétrico em 2014 teria sido de 51%.

Haja vista que, a partir de 2015, em virtude do ajuste fiscal, (i) não foram aportados recursos do Tesouro Nacional na CDE e (ii) as operações da Conta ACR começaram a ser amortizadas por meio da cobrança na tarifa dos consumidores, o impacto de tributos e encargos sobre o setor foi ainda maior do que os 51% verificados em 2014.

A excessiva tributação e a assunção de encargos elevados pelo setor elétrico não se mostram razoável, tendo em vista que a energia elétrica é um insumo que irá impactar toda a cadeia produtiva do país, sendo um fator preponderante na tomada de decisão dos agentes econômicos em relação à realização de novos investimentos nos diversos setores produtivos. Assim, afigura-se pertinente a realização de estudos aprofundados em relação ao tema com o objetivo de aperfeiçoar a estrutura tarifária do setor elétrico, em especial no que tange aos tributos e encargos incidentes nos preços e tarifas de energia elétrica.

A partir da realização desses estudos, o MME poderia propor alterações ao Ministério da Fazenda - MF e ao Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ no que toca a retirada/redução de alguns tributos incidentes sobre as contas de luz, em especial tributos federais e estaduais, que representaram cerca de 16,70% e 17,85% da receita bruta total do setor elétrico em 2014, respectivamente, de acordo com o estudo elaborado pelo Acende Brasil e PwC. A partir

²⁷ De acordo com o Estudo sobre a Carga Tributária & Encargos do setor elétrico brasileiro – ano base 2014, elaborado pelo Acende Brasil e PwC: “A Receita Operacional Bruta Total representa a receita apurada pelas empresas de distribuição de energia elétrica que fizeram parte da amostra, porque representam faturamento final aos consumidores de energia. As receitas dos setores de geração e transmissão não são considerados na consolidação porque transitam internamente no setor.”



dessas análises, o próprio MME poderá propor alterações legislativas e regulamentares necessárias no que se refere ao aperfeiçoamento e/ou redução da cobrança de encargos setoriais (CDE, EER, ESS, etc.)

Por exemplo, algumas das principais modificações promovidas por meio da MP nº 579/2012, e suas alterações, que permitiram a redução do preço da energia elétrica em fevereiro/2013, foram a redução de encargos setoriais e a retirada de subsídios da estrutura da tarifa, com aporte direto do Tesouro Nacional.

No entanto, tendo em vista que o Tesouro Nacional deixou de realizar aportes na CDE, as quotas pagas pelos consumidores passaram de R\$ 1,7 bilhão em 2014 para R\$ 22 bilhões em 2015. Para 2016, as cotas de CDE foram fixadas em R\$ 15,3 bilhões, o que implicou em elevados impactos tarifários.

Também merece destaque a instituição pela Medida Provisória nº 688/2015 da cobrança aos empreendedores de um pagamento pela outorga das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013 (resultado da conversão da MP nº 579/2012), quando da realização da licitação - leilão ou concorrência.

Para as usinas hidrelétricas que tiveram suas concessões prorrogadas nos moldes da MP nº 579/2012, o valor da tarifa foi calculado considerando custos de operação e manutenção, encargos, tributos e pagamento pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Ou seja, no modelo inaugurado pela MP nº 579/2012 não havia a previsão do componente referente à remuneração da bonificação pela outorga - RBO nas tarifas, até mesmo porque um dos objetivos da medida era a redução do preço da energia elétrica. A cobrança do pagamento pela assinatura dos contratos de concessão, a partir da MP nº 688/2015, por outro lado, tem o condão de aumentar as tarifas.

No Leilão nº 12/2015-ANEEL, realizado em 25/11/2015, foram licitadas 29 concessões que não haviam sido prorrogadas nos moldes da MP nº 579/2012.

O pagamento exigido dos vencedores do Leilão nº 12/2015-ANEEL para a assinatura dos contratos de concessão foi de R\$ 17 bilhões (R\$ 11 bilhões pagos em jan/2016 e R\$ 6 bilhões a serem pagos em jul/2016), resultando em uma tarifa de 124,88 R\$/MWh, ao passo que a tarifa das usinas prorrogadas nos moldes da MP nº 579/2012 seria de 35,82 R\$/MWh, considerando a mesma data de referência.

Tendo em vista a cobrança pela outorga das usinas licitadas no Leilão nº 12/2015, o custo médio de toda a energia contratada em regime de cotas passou de 35,82 R\$/MWh para 61,02 R\$/MWh, representando um aumento de 70,39%. De acordo com a Nota Técnica nº 004/2016-SGT-SRM/ANEEL, de 13/01/2016:

27. Comparando-se os custos homologados na Resolução nº 1.924/2015 (e posteriores alterações: REH 1.936/2015 e REH 1.968/2015), **observa-se um aumento tarifário expressivo que decorre, essencialmente, da inclusão da parcela de RBO na receita associada ao regime de cotas:**

Tabela 6: Comparativo RAG

Cotas (Lei nº 12.783/2013)	REH 1.968/2015	Inclusão das usinas licitadas	%
Tarifa sem tributos [R\$/MWh]	32,50	55,37	70,39%
Tarifa com tributos [R\$/MWh]	35,82	61,02	70,39%

(Sem grifos no original)

Para que os empreendedores possam ser ressarcidos pelo pagamento dos R\$ 17 bilhões, foi incluído nas tarifas a serem pagas pelos consumidores o componente “retorno sobre bonificação - RBO”.



De acordo com a Lei nº 13.203, de 8/12/2015 (resultado da conversão da citada MP nº 688/2015), cabe ao MME propor ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE os valores, prazos e forma de pagamento da bonificação pela outorga dos contratos das concessões a serem licitadas; a parcela da garantia física destinada ao ACR dos empreendimentos de geração licitados, respeitado o limite mínimo de setenta por cento destinado ao ACR; bem como a data a partir da qual os vencedores possam dispor livremente da energia não alocada no ACR.

Destaca-se que, consoante dispositivos introduzidos na Lei nº 9.478/1997 pela MP nº 688/2015, o Ministério da Fazenda - MF deve ser ouvido sobre os valores, prazo e forma de pagamento da bonificação pela outorga cobrada dos empreendedores vencedores, uma vez que, de acordo com a Exposição de Motivos à referida medida provisória, o MF é o ministério responsável pelo dimensionamento das necessidades arrecadatórias da União para fins de cumprimento de metas fiscais.

Dessa forma, verifica-se que a cobrança dos consumidores de energia elétrica para a remuneração da bonificação paga pelos vencedores do Leilão nº 12/2015 ao Tesouro Nacional tem forte caráter fiscal e arrecadatório, o que irá onerar setores produtivos e a sociedade durante 30 anos. Destaque-se que sobre esse valor ainda incidem tributos, principalmente federais e estaduais, fator que irá onerar ainda mais os valores pagos pelos consumidores de energia elétrica.

1.1.2.9 INFORMAÇÃO

Importação de gás natural da Bolívia.

Fato

Durante a auditoria foi solicitado ao MME que apresentasse estudos eventualmente elaborados pelo órgão relativos à renovação do contrato de suprimento de gás natural da Bolívia, considerando, especialmente, a ampliação da demanda - termelétrica ou não - desse recurso energético no horizonte do Plano Decenal de Expansão vigente.

Em resposta ao questionamento do controle interno, a SPG, por meio da Nota Informativa nº 1/2016-DGN/SPG-MME, de 14 de abril de 2016, destacou que não existem estudos elaborados pelo MME sobre o tema:

2. Inicialmente, cabe destacar que não existem estudos elaborados pelo MME sobre o tema. Conforme determina a Lei do Gás (Lei 11.909, de 4 de março de 2009), a comercialização de gás natural é considerada uma atividade econômica, desenvolvida por conta e risco do empreendedor. No caso em tela, entretanto, por envolver acordo de cooperação entre os dois países, o Governo brasileiro vem acompanhando as tratativas entre a empresa Boliviana YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) e a Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.), além de outros potenciais compradores como, por exemplo, companhias distribuidoras de gás natural.

A Unidade informou que o monitoramento das tratativas entre a YPFB e a Petrobras vem sendo realizado por meio do Comitê-Técnico Binacional Brasil-Bolívia, instituído, em julho de 2015, pelos Ministros de Minas e Energia do Brasil e de Hidrocarbonetos e Energia da Bolívia, no âmbito do Memorando de Entendimento em Matéria Energética (de dezembro de 2007), com o objetivo de avaliar as oportunidades de aproveitamento energético nos dois países.

A SPG ressaltou que a avaliação da continuidade no fornecimento de gás natural boliviano para o Brasil é um dos temas abrangidos pelo referido Comitê, sendo que o contrato em vigor entre a Petrobras e a YPFB tem validade até dezembro de 2019, existindo um saldo de gás natural a ser retirado pela Petrobras após essa data, equivalente a parte dos volumes contratados e não retirados pela estatal brasileira. Portanto, conclui a unidade que o suprimento à Petrobras



permaneça por algum período após o fim da vigência atual do contrato, ainda sob o amparo desse instrumento.

Ainda com relação às negociações em curso, a citada Nota Informativa indica que a Petrobras e outros interessados têm mantido tratativas com a estatal boliviana sobre possíveis contratações de gás natural no futuro, mas que detalhes como preço, volumes e prazos não são de conhecimento do ministério por se tratarem de informações comerciais.

Por fim, a SPG conclui que existem outras alternativas de suprimento de gás natural para o atendimento da demanda do país além do suprimento pela Bolívia, como a importação de gás natural liquefeito (GNL):

6. Vale mencionar também que, a despeito de, em princípio, fazer sentido a continuação da importação de gás boliviano, seja pela Petrobras ou por qualquer outra empresa, devido à existência de infraestrutura dutoviária de transporte de gás natural (Gasoduto Bolívia Brasil) praticamente amortizada, o Brasil conta com outras alternativas de suprimento de gás natural, como a importação de gás natural liquefeito (GNL). Sobre esse, cabe citar que existem atualmente no país três terminais de regaseificação em operação com capacidade para receber 41 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural, e expectativa de construção de outros três terminais por empresas que venceram leilões recentes de energia elétrica, que, quando concluídos, mais que dobrarão a capacidade instalada no país.

Ressalta-se a importância de que a SPG efetue o monitoramento constante do suprimento de gás natural ao país, buscando evitar situações de desequilíbrio entre demanda e oferta pelo energético, como a crise que foi vivenciada em 2006 em função da suspensão da importação de gás proveniente da Argentina.

1.1.2.10 INFORMAÇÃO

Renovação das concessões de distribuição.

Fato

A Lei nº 12.783/2013, resultado da conversão da MP nº 579/2012, dispôs em seu art. 7º que as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo [art. 22 da Lei nº 9.074/1995](#) poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica. Já o parágrafo único do referido art. 7º estabeleceu que a prorrogação dependerá da aceitação expressa das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo.

De acordo com a Nota Técnica nº 2/2015-SE-MME, por meio da qual foi proposta a edição de regulamento para o art. 7º da Lei nº 12.783/2013:

15. Além disso, a conjuntura geral de baixa atratividade econômica para investidores tende a resultar em pouca oferta para eventual licitação desse porte. Não se pode, também, ignorar o efeito perverso da extinção dos contratos para as companhias, muitas das quais empresas de porte e de destaque relevante na história do Setor Elétrico Brasileiro, que manteriam o passivo de todas suas obrigações, além dos seus funcionários, e perderiam os ativos e suas receitas.

16. Assim, tem-se que a melhor solução aponta para uma prorrogação das distribuições [sic], e quando necessário conceder às empresas um prazo para recuperação e correção de eventuais pontos que estejam em desacordo com a legislação e regulação setorial, conforme minuta de Decreto anexa.



17. Para esses casos serão estabelecidas metas e prazos para o seu cumprimento, dentro de uma trajetória definida para cada concessionária, com prazo pré-estabelecido, de cinco anos, e controle anual de atingimento de metas intermediárias. Nesse ínterim, o titular da concessão deverá realizar os investimentos necessários e recuperar ou manter a saúde econômico-financeira da concessionária, para atingir as metas estabelecidas nos aditivos contratuais, vinculantes. Será permitido o repasse às tarifas somente daqueles valores que cabe ao consumidor pagar, conforme análise regulatória a ser efetuada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, enquanto órgão regulador e fiscalizador do Setor Elétrico.

O Decreto nº 8.461/2015 estabeleceu que o MME poderá prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo [art. 7º da Lei nº 12.783/2013](#) por trinta anos, com vistas a atender aos seguintes critérios: (i) eficiência com relação à qualidade do serviço prestado; (ii) eficiência com relação à gestão econômico-financeira; (iii) racionalidade operacional e econômica; e (iv) modicidade tarifária.

Ainda com relação às disposições do Decreto nº 8.461/2015, cabe ressaltar que:

I - a eficiência com relação à qualidade do serviço prestado será mensurada por indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções do serviço público de distribuição de energia elétrica;

II - a eficiência com relação à gestão econômico-financeira será mensurada por indicadores que apurem a capacidade de a concessionária honrar seus compromissos econômico-financeiros de maneira sustentável;

III - o atendimento aos critérios de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado e à gestão econômico-financeira poderá ser alcançado pela concessionária no prazo máximo de cinco anos, contado a partir do ano civil subsequente à data de celebração do contrato de concessão ou do termo aditivo, devendo ser cumpridas metas anuais definidas por trajetórias de melhoria contínua, estabelecidas a partir do maior valor entre os limites a serem definidos pela ANEEL e os indicadores apurados para cada concessionária no ano civil anterior à celebração do contrato de concessão ou do termo aditivo.

O novo regulamento estabelece que o descumprimento das metas anuais poderá resultar em obrigações de aporte de capital por parte dos sócios controladores da concessionária. Além disso, a inadimplência da concessionária decorrente do descumprimento de uma das metas anuais por dois anos consecutivos ou de qualquer dessas metas ao final do prazo de cinco anos acarretará a extinção da concessão, observadas as disposições elencadas a seguir, além do contrato de concessão ou do termo aditivo:

§ 1º A concessionária poderá apresentar plano de transferência do controle societário como alternativa à extinção da concessão.

§ 2º O plano de transferência de controle societário deverá demonstrar a viabilidade da troca de controle e o benefício dessa medida para a adequação do serviço prestado.

§ 3º A aprovação do plano de transferência de controle societário pela Aneel suspenderá o processo de extinção da concessão.

§ 4º A transferência do controle societário deverá ser concluída no prazo de doze meses, prorrogável por igual período em caso de comprovada justificativa, e ensejará o arquivamento do processo de extinção da concessão.

§ 5º Verificado o não cumprimento do plano de transferência de controle societário pela concessionária ou a sua não aprovação pela Aneel, será retomado o processo de extinção da concessão e caberá à Aneel instruir o processo e o encaminhar ao Ministério de Minas e Energia, com sua manifestação.



Por meio da Nota Informativa nº 006/2016/DOC/SPE-MME, de 13 de abril de 2016, a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE informou a relação de concessionárias de distribuição de Energia Elétrica cujos contratos de concessão foram prorrogados em 2015, nos termos da Lei nº 12.783/2013, e dos Decretos nº 7.805/2012 e nº 8.461/2015, as quais são listadas no quadro a seguir:

Quadro 9: Distribuidoras cujas Concessões foram prorrogadas em 2015

Item	Distribuidora	Ano de Vencimento
1	Caiuá - Distribuição de Energia S.A.	2015
2	CEB Distribuição S.A.	2015
3	CELESC Distribuição S.A.	2015
4	Celg Distribuição S.A. - Celg D	2015
5	Centrais Elétricas de Carazinho S.A. - ELETROCAR	2015
6	Companhia Campolarguense de Energia - COCEL	2015
7	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica- CEEE-D	2015
8	Companhia Força e Luz do Oeste	2015
9	Companhia Hidroelétrica São Patrício - CHESP	2015
10	Companhia Jaguar de Energia	2015
11	Companhia Leste Paulista de Energia	2015
12	Companhia Luz e Força Mococa	2015
13	Companhia Luz e Força Santa Cruz	2015
14	Companhia Nacional de Energia Elétrica	2015
15	Companhia Sul Paulista de Energia	2015
16	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE	2015
17	Cooperativa Aliança- COOPERALIANÇA	2015
18	COPEL - Distribuição S.A.	2015
19	DME Distribuição S.A - DMED	2015
20	Empresa de Distribuição de Energia Vale Parapanema S.A.	2015
21	Empresa Elétrica Bragantina S.A.	2015
22	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.	2015
23	Empresa Força e Luz Urussunga Ltda.	2015
24	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	2015
25	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	2015
26	Energisa Nova Friburgo- Distribuidora de Energia S.A.	2015
27	Força e Luz Coronel Vivida Ltda. - FORCEL	2015
28	Hidroelétrica Panambi S.A.	2015
29	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	2015
30	Nova Palma Energia Ltda.	2015
31	Departamento Municipal de Energia de Ijuí - DEMEI	2016
32	CEMIG Distribuição S.A.	2016
33	Muxfeldt, Marin & Cia. Ltda.	2017

Fonte: Nota Informativa nº 006/2016/DOC/SPE-MME.



Já as distribuidoras cujos contratos de concessão venceram em 2015 e que ainda não assinaram o termo aditivo para prorrogação do prazo da concessão são listadas no quadro a seguir:

Quadro 10: Distribuidoras que ainda não assinaram os termos aditivos aos contratos de concessão

Item	Distribuidora	Data de Convocação
1	Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	29/12/2015
2	Boa Vista Energia S.A.	29/12/2015
3	Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON	29/12/2015
4	Companhia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE	29/12/2015
5	Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA	29/12/2015
6	Companhia Energética de Alagoas - CEAL	29/12/2015
7	Companhia Energética do Piauí - CEPISA	29/12/2015
8	Companhia Energética de Roraima - CERR	Não convocada

Fonte: Nota Informativa nº 006/2016/DOC/SPE-MME.

Cabe observar que o prazo para assinatura dos termos aditivos foi estendido de 30 para até 210 dias contados da convocação, consoante o parágrafo 2º do art. 11 da Lei nº 12.783/2013, cuja redação foi alterada pela Medida Provisória nº 706/2015.

De acordo com a Nota Técnica nº 5/2015-SE-MME, de 23 de dezembro de 2015, a alteração do prazo supracitado se deu em virtude de solicitação do Ministério da Fazenda - MF de um prazo maior para análise quanto à assinatura dos contratos de concessão das distribuidoras controladas pela Eletrobras, com exceção da Celg-D.

De fato, pode-se verificar que o Ministério da Fazenda, por meio do Aviso nº 518/MF, de 23 de dezembro de 2015, solicitou a prorrogação do prazo, tendo justificado que:

1. Refiro-me à 164ª Assembleia Geral Extraordinária (AGE) da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, agendada para o dia 28.12.2015, que irá deliberar sobre a prorrogação das concessões das controladas de distribuição de energia elétrica e a adoção de providências para a venda do controle acionário e para o aumento de capital dessas companhias pela União.
2. A propósito, à exceção das matérias que tratam da Celg Distribuição S.A. – CELG-D, para que este Ministério possa se pronunciar sobre os demais itens constantes da pauta será necessária a elaboração e envio por parte da Eletrobras de documentação complementar, notadamente para a tomada de decisão acerca da conveniência e oportunidade da renovação das concessões das referidas controladas.
3. Nesse sentido, verifica-se que não consta do material disponibilizado aos acionistas, avaliação econômico-financeira dessas companhias na hipótese de desestatização no âmbito do Programa Nacional de Desestatização – PND, apesar da inclusão como item de pauta de proposta para a adoção de medidas com vistas à alienação do controle acionário dessas empresas até o final de 2016.
4. Adicionalmente, verifica-se a necessidade de lei autorizativa e dotação orçamentária para que a União porventura venha a fazer aportes de capital nas referidas empresas, inclusive com eventual assunção de controle, o que demandará prazo adicional para exame de mérito e submissão de normativo ao Congresso Nacional.
5. Diante do exposto, ressalvadas as matérias concernentes à prorrogação e alienação da CELG-D, não há alternativa diversa que a retirada dos itens da pauta da assembleia geral, cuja análise requer análise mais aprofundada, sobretudo dada a magnitude dos valores envolvidos, as repercussões que possam existir tanto para a Eletrobras quanto para os seus acionistas, bem como a necessidade de exame do assunto sob a ótica do interesse público que justificou a criação dessas companhias. Dessa forma, solicito providências sentido de buscar alternativas com vistas a



viabilizar a dilação do prazo para assinatura do contrato de concessão ou o termo aditivo de forma a possibilitar uma avaliação criteriosa do assunto por parte deste Ministério.

Durante os exames, foi solicitado ainda o detalhamento acerca das medidas adotadas pelo MME após a ANEEL encaminhar ao órgão o processo nº 48500.005465/2012-94, recomendando que a concessão da Companhia Energética de Roraima - CERR não fosse prorrogada, por não atender as condições do art. 7º da Lei nº 12.783/20113. Em resposta, a unidade se manifestou por meio da Nota Informativa nº 17/2016-ASSEC/GM-MME, de 14 de abril de 2016, nos seguintes termos:

4. Ao analisar as condições da Concessão, a ANEEL manifestou que a área de concessão da CERR não tem racionalidade operacional e econômica e nem modicidade tarifária, e sugere sua incorporação por outra área de concessão.

5. Tal informação induz a não prorrogar as concessões da CERR e da Boa Vista Energia S.A., e licitar uma única concessão para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em todo o Estado de Roraima.

6. No Processo nº 48500.005465/2012-94, a Nota Técnica nº 345/2015-SCT/SFF/SFG/SRD/SEM/ANEEL registra que a inviabilidade da área de concessão da CERR decorre (i) da ausência de escala para atendimento somente ao interior do estado, e (ii) explicada ainda pela baixa densidade de carga, baixa receita por consumidor, baixo poder aquisitivo dos consumidores evidenciando pouca receita/consumidor faturado, inviabilizando a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica a tarifas módicas.

7. Argui a ANEEL que a inviabilidade da prestação do serviço a tarifas módicas é explicada pela proporção do consumo dos consumidores de baixa renda em relação ao consumo residencial da CERR, segundo dados do IRT/2014, quando comparada com outras Distribuidoras, a partir da proporção de consumo (MWh) dos consumidores B1-Residencial de Baixa Renda em relação a todos os residenciais: CERR (38,86%), comparável ao percentual observado em concessões com grandes desigualdades sociais, tais como CELPA (24,09%), CEPISA (29,14%), CELPE (34,73%), COELBA (35,08%). A CEMAR (48,17%) apresenta índice maior. A Boa Vista tem índice bem menor (10,94%).

8. Tal raciocínio não se apresentou adequado, pois levaria à conclusão que a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica a tarifas módicas nas concessões da CEMAR, COELBA e CELPE seria igualmente inviável.

9. A ANEEL não apresentou estudos quantitativos sobre o assunto e que venham a suportar uma decisão segura sobre as concessões da CERR e da Boa Vista Energia S.A., dentre as quais: (i) prorrogar a concessão da Boa Vista Energia S.A., não prorrogar a concessão da CERR e licitar a concessão para os municípios do interior do estado de Roraima; ou (ii) não prorrogar as concessões da Boa Vista Energia S.A. e da CERR, e licitar uma única concessão para todo o estado de Roraima.

10. Diante do exposto, o Processo foi restituído à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, por meio do Despacho do Ministro de 17 de dezembro de 2015, publicado no DOU de 22 de dezembro de 2015, Seção 1, nº 244, página 228, para que fossem realizados estudos complementares, com vistas a subsidiar a Decisão sobre a Prorrogação do Prazo da Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica outorgada à CERR, por meio da Portaria MME nº 920, de 5 de novembro de 1969, compreendendo estudos quantitativos sobre a viabilidade operacional e econômica e a modicidade tarifária para Prestação do Serviço nos Municípios do Estado de Roraima que compreendem a atual Área de Concessão da CERR, contemplando o cálculo da tarifa de equilíbrio e do montante de subsídio anual necessário para que a tarifa nos demais Municípios do Estado de Roraima fique igual à tarifa aplicada aos consumidores no Município de Boa Vista e estudos quantitativos sobre a viabilidade operacional e econômica e a modicidade tarifária para prestação do serviço em todo o território do Estado de Roraima, contemplando o cálculo da tarifa de equilíbrio e do impacto na tarifa aplicada aos consumidores no município de Boa Vista.



11. Em 14 de março de 2016, foi publicado no DOU, Seção 1, nº 49, página 70, o Despacho nº 580 do Diretor-Geral da ANEEL, de 8 de março de 2016, que decide pelo encaminhamento da Nota Técnica nº 35/2016-SGT/ANEEL, de 19 de fevereiro de 2016, ao MME, com o objetivo de subsidiar a decisão sobre a prorrogação do prazo da concessão de serviço de distribuição de energia elétrica outorgada à CERR, ratificando a recomendação dessa Agência de não prorrogar a referida concessão e, recomendando ainda, a unificação das áreas de concessão da CERR e da Boa Vista Energia S.A.

12. No dia 28 de março de 2016, foi protocolado neste Ministério, o Ofício nº 97/2016-DR/ANEEL que encaminhou a mencionada Nota Técnica, a qual se encontra em análise pelas áreas competentes do MME (Assessoria Econômica e Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético).

A partir das informações prestadas pelo ministério, verifica-se que ainda não há uma decisão quanto à prorrogação ou não da concessão da CERR, sendo que o assunto encontra-se em estudo pelas áreas técnicas da Pasta.

Para as concessões listadas no quadro acima, a SPE apresentou o cronograma estimado para a assinatura dos termos aditivos, o qual é reproduzido a seguir:

Quadro 11: Cronograma para assinatura dos termos aditivos

Eventos	Responsável	Data Limite
Conclusão da Audiência Pública nº 018/2016, que trata dos limites dos indicadores de qualidade do serviço (DEC e FEC) a serem estabelecidos nos Termos Aditivos aos Contratos de Concessão das Distribuidoras sujeitas à prorrogação dos contratos em 2016.	ANEEL	3/5/2016
Envio para o MME dos processos de prorrogação instruídos pela ANEEL com minutas dos termos aditivos atualizados com os indicadores de qualidade do serviço a serem alcançados a partir de 2016.	ANEEL	9/5/2016
Envio das minutas dos termos aditivos pelo MME para as concessionárias.	SPE/MME	30/5/2016
Aprovação dos termos aditivos em Assembleia Geral das concessionárias.	Concessionária	15/7/2016
Envio para o MME das Certidões e Certificados de Regularidade Fiscal, Trabalhista e Setorial; e Nada Consta em Certidão Civil de Falência, Concordata e Recuperação Judicial Fiscal.	Concessionária	18/7/2016
Assinatura dos Termos Aditivos ou Contrato.	GM/MME	25/07/2016

Fonte: Nota Informativa nº 006/2016/DOC/SPE-MME.

A data de vencimento das concessões das demais distribuidoras são mostradas no quadro a seguir, em ordem cronológica.

Quadro 12: Data de vencimento das concessões das demais distribuidoras

Item	Distribuidora	Data de Vencimento
1	Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S.A.	30/01/2020
2	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A- ESCELSA	17/07/2025
3	LIGHT - Serviços de Eletricidade S.A.	04/06/2026
4	AMPLA Energia e Serviços S.A.	09/12/2026
5	Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	04/12/2027
6	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	11/12/2027



7	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	23/12/2027
8	Cia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	31/12/2027
9	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	08/08/2027
10	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A - AES SUL	06/11/2027
11	Rio Grande Energia S.A - RGE	06/11/2027
12	Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL	20/11/2027
13	Cia Energética do Ceará - COELCE	13/05/2028
14	Companhia Piratininga de Força e Luz	23/10/2028
15	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. - ELETROPAULO	15/06/2028
16	Centrais Elétricas do Pará - CELPA	28/07/2028
17	ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A.	27/08/2028
18	Bandeirante Energia S.A - BANDEIRANTE	23/10/2028
19	Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A.	04/02/2030
20	Cia Energética de Pernambuco - CELPE	30/03/2030
21	Cia Energética do Maranhão - CEMAR	11/08/2030
22	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	21/03/2031

Fonte: Nota Informativa nº 006/2016/DOC/SPE-MME.

No que toca às ações que o Ministério tem tomado para garantir a qualidade e a continuidade da prestação do serviço, quando do término do prazo das concessões listadas no quadro acima, a SPE informou que tais concessões não são alcançadas pela Lei nº 12.783/2013, uma vez que não foram objeto de prorrogação anterior nos termos do art. 22 da Lei nº 9.074/1995. Informou, ainda, que, no caso da Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S.A., o prazo para apresentação do requerimento de prorrogação é de 36 meses do final da concessão, conforme cláusula do contrato, ou seja, 30 de janeiro de 2017.

Além disso, a SPE ressaltou que durante a vigência dos contratos de concessão destas distribuidoras compete à ANEEL, órgão regulador do setor elétrico, assegurar a qualidade e a continuidade da prestação do serviço de distribuição.

No que se refere ao processo em curso de desestatização da Celg Distribuição, verificou-se que o Ministério de Minas e Energia delegou, por meio da Portaria MME nº 26, de 12/02/2016, competência para a diretoria do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES executar o processo licitatório da Celg-D.

Questionada acerca da existência de estudos internos no âmbito do Ministério ou da Eletrobras acerca de eventual alienação do controle acionário detido pela *holding* junto às distribuidoras Amazonas Distribuidora de Energia S.A., Boa Vista Energia S.A., Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON, Companhia de Eletricidade do Acre - Eletroacre, Companhia Energética de Alagoas - CEAL e Companhia Energética do Piauí – Cepisa, a Unidade respondeu, por meio do Memorando nº 51/2016-ASSECC/GM-MME, de 28/04/2016, que:

2. A esse respeito informo que não há estudos internos por parte desta Assessoria que trate do assunto em comento. Em relação à Eletrobras, sugiro que seja arguido diretamente àquela Companhia, uma vez que, por se tratar de empresa de capital aberto, deve ser avaliada a conveniência em se disponibilizar esse tipo de informações apenas para o acionista majoritário.

Por fim, ressalta-se que aspectos relacionados à transparência do processo decisório relativo à renovação das concessões são abordados no item 1.1.2.4 do presente relatório.



1.1.2.11 INFORMAÇÃO

Repactuação do risco hidrológico.

Fato

Por meio da Solicitação de Auditoria nº 201600446/02, foi solicitado ao Ministério que detalhasse as ações adotadas para o tratamento do risco hidrológico dos geradores hidrelétricos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, haja vista que as usinas hidrelétricas têm gerado quantidade de energia abaixo da sua garantia física. Em resposta, foi enviada ao órgão de controle a Nota Informativa nº 16/2016-ASSECC/GM-MME, de 13/04/2016, que contém as seguintes informações em relação ao tema:

2. Tendo em vista manifestações de preocupação de agentes do setor elétrico, em especial titulares de concessões de usinas hidrelétricas, com o impacto da crise hídrica dos últimos anos, este Ministério de Minas e Energia realizou reuniões técnicas, no primeiro quadrimestre do ano de 2015, com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e agentes setoriais, tanto produtores quanto consumidores, para tratar conceitualmente o risco hidrológico, comumente chamado GSF ("Generator Scaling Factor") e que, no âmbito das Regras de Comercialização, desde 2012, é denominado de Ajuste do MRE.

3. Em 26 de maio de 2015 a ANEEL deliberou pela abertura da primeira fase da Audiência Pública nº 32/2015. Houve diversas contribuições dos agentes, e, após análise e discussões, concebeu-se uma proposta de repactuação do risco hidrológico por adesão dos agentes de geração hidrelétrica.

4. Assim, em 18 de agosto de 2015, em consonância com as análises realizadas no âmbito da Audiência Pública, foi publicada a Medida Provisória nº 688, autorizando a repactuação do risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica, participantes do MRE, desde que haja anuência da ANEEL e contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica.

5. Na mesma data em que foi publicada a referida Medida Provisória, a agência deliberou por abrir segunda fase de audiência pública sobre o tema, com a proposta de solução à questão. Em 2015 ainda foram abertas a terceira e quarta fases sobre detalhamentos da proposta.

6. Nesse sentido, face à complexidade da questão, a atuação direta deste Ministério se deu por meio da proposição da referida Medida Provisória e da realização de reuniões técnicas, coordenadas pela Secretaria Executiva, com agentes do setor elétrico.

7. Ainda, cabe informar que, devido à elevada judicialização do tema tendo a União como parte, foram emitidas notas técnicas com subsídios à Consultoria Jurídica para a devida defesa nas ações.

Portanto, a atuação do Ministério para o tratamento do risco hidrológico dos geradores se deu, principalmente, por meio (i) da proposição da edição da Medida Provisória nº 688/2015, (ii) da realização de reuniões com os agentes e com o órgão regulador, e (iii) do apoio técnico à área jurídica da Pasta, tendo em vista a judicialização da questão por diversos agentes (que levou a baixos valores de liquidação financeira frente aos valores contabilizados na CCEE e comprometeu o bom funcionamento do mercado de energia elétrica). Por exemplo, a liquidação de dezembro na CCEE registrou uma significativa inadimplência, em grande parte relacionada à judicialização dessa questão. De acordo com o Boletim FGV de Conjuntura do Setor Energético - março/2016:

A liquidação de dezembro de 2015 aconteceu no dia 08 de março e a inadimplência foi de 77,94%. Do valor não pago, 95,17%, o equivalente a R\$ 3,7 bilhões, estão relacionados a liminares judiciais referentes ao ajuste do MRE.



De acordo com o relatório de gestão do MME, a partir da escolha do nível de risco assumido pelo gerador ou repassado ao consumidor, será pactuado um sistema de compensações, consoante o disposto na Lei nº 13.203/2015, resultado da conversão da MP nº 688/2015.

No âmbito da ANEEL, o tema foi submetido a uma audiência pública com 4 fases, resultando na edição da Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11/12/2015, a qual estabelece os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico dos agentes participantes do MRE.

1.1.2.12 INFORMAÇÃO

Reserva de Contingência e contingenciamento no âmbito do MME e de suas unidades vinculadas.

Fato

Como visto ao longo deste Relatório, o MME reputa o insucesso na execução da LOA 2015 e do PPA 2012-2015 à ocorrência de restrições orçamentárias. Em que pese esse não ser o único motivo para o não cumprimento das metas da unidade, convém tecer algumas considerações acerca de tais restrições.

Basicamente, o planejamento orçamentário do MME e de suas unidades é impactado de duas formas: na fixação da reserva de contingência (art. 5º, III, da Lei de Responsabilidade Fiscal - LRF) e na limitação de movimentação e empenho (art. 9º da LRF).

- **Reserva de contingência**

Parcela do orçamento do órgão é - na própria elaboração da LOA - destinada à cobertura de passivos contingentes e outros riscos e eventos fiscais imprevistos (art. 5º, III, b, da LRF). Essa parcela, denominada reserva de contingência, em regra, não é utilizada para cobrir as despesas de pessoal, custeio e investimento do órgão.

A formação dessa reserva, no que concerne ao montante de recursos, depende do cenário fiscal do país, e, no que tange à escolha dos órgãos a serem impactados, leva em consideração as prioridades governamentais.

O quadro a seguir demonstra que parte significativa do orçamento do MME e de suas unidades supervisionadas é destinada à formação da reserva de contingência.

Quadro 13: Reserva de Contingência – MME, ANEEL, ANP e DNPM.

Ano	ANP			ANEEL			DNPM			MME		
	LOA	Reserva de Contingência	%	LOA	Reserva de Contingência	%	LOA	Reserva de Contingência	%	LOA	Reserva de Contingência	%
2004	2.108.870.137	1.923.058.738	91%	219.040.668	47.507.316	22%	80.652.916	7.759.723	10%	380.707.007	2.428.559	1%
2005	2.543.566.063	2.359.380.067	93%	179.626.717	29.479.404	16%	171.448.183	102.826.357	60%	1.225.454.210	737.788.008	60%
2006	2.234.550.295	2.003.287.862	90%	279.378.924	149.351.887	53%	594.434.758	475.804.303	80%	737.822.516	403.669.435	55%
2007	3.220.618.473	2.920.388.186	91%	414.922.627	256.295.502	62%	696.746.668	580.763.055	83%	857.579.685	509.134.820	59%
2008	3.388.973.949	3.152.349.438	93%	365.159.729	204.801.371	56%	173.549.561	49.685.521	29%	1.078.795.518	842.021.935	78%
2009	4.152.525.488	3.766.442.033	91%	406.654.466	245.603.155	60%	213.627.236	54.121.080	25%	1.204.037.317	962.091.903	80%
2010	4.076.767.183	3.488.693.871	86%	433.179.497	233.974.536	54%	322.954.376	113.574.585	35%	1.263.235.743	892.059.612	71%
2011	4.943.735.133	4.426.687.802	90%	421.298.030	223.350.153	53%	362.660.087	116.408.925	32%	1.167.695.126	818.965.062	70%
2012	4.157.493.322	3.596.143.413	86%	489.610.808	247.457.011	51%	502.659.751	190.456.323	38%	1.734.973.232	1.438.167.849	83%
2013	6.275.511.713	5.754.617.382	92%	559.655.100	283.201.076	51%	686.706.451	380.201.753	55%	1.786.032.699	1.473.309.080	82%
2014	1.267.232.784	812.474.671	64%	377.611.099	152.234.673	40%	559.744.760	248.318.883	44%	1.041.337.332	707.154.156	68%
2015	704.311.210	173.091.826	25%	479.752.291	152.259.398	32%	433.236.933	160.053.350	37%	978.839.598	724.252.762	74%
Total	39.074.155.750	34.376.615.289	88%	4.625.889.956	2.225.515.482	48%	4.798.421.680	2.479.973.858	52%	13.456.509.983	9.511.043.181	71%

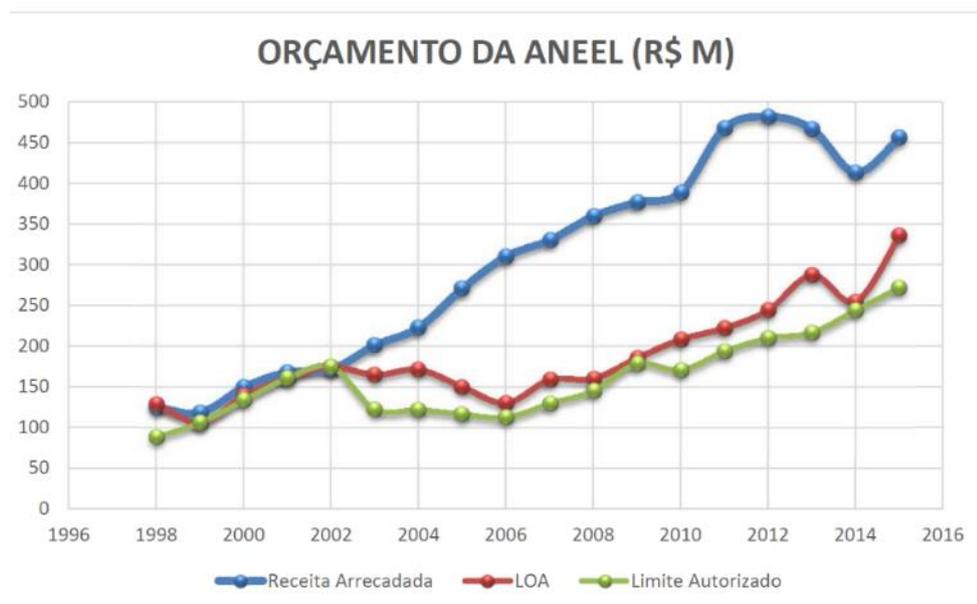
Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria, a partir de dados do sistema SIGA BRASIL.

Em que pese ser necessário reconhecer que a reserva é um importante instrumento para garantir o equilíbrio fiscal, observa-se que, mesmo unidades que cobram taxas de fiscalização dos



agentes regulados, como é o caso da ANEEL, têm parcela de seu orçamento destinada à formação de tal reserva. De 2004 a 2015, aproximadamente R\$ 2 bilhões foram cobrados das empresas do setor elétrico (e, em última instância, dos consumidores), mas não foram utilizados para a fiscalização desse serviço público. O gráfico a seguir ilustra o disposto neste parágrafo:

Gráfico 13: Receita Arrecadada x LOA x Limite Autorizado



Fonte: Relatório de Gestão da ANEEL 2015

• Contingenciamento

Além da reserva de contingência, o planejamento orçamentário do MME e de suas unidades é impactado, durante a execução da LOA, em razão das limitações de movimentação e empenho exigidas pelo art. 9º da LRF. Em 2015, mais de 40% do orçamento (custeio e investimento) do Ministério foi contingenciado (Memorando nº 6/2016-CGOF/SPOA-MME).

O MME, na qualidade de órgão setorial do Sistema de Planejamento e Orçamento Federal, tem a prerrogativa de, no âmbito de um contingenciamento, decidir como será repartido entre suas unidades orçamentárias (ANEEL, ANP, DNPM, EPE, CPRM e o próprio Ministério) o novo limite de movimentação e empenho.

Esse grau de discricionariedade é necessário para mitigar os efeitos do cenário fiscal adverso sobre as prioridades setoriais. Pondera-se, contudo, que o adequado exercício desse poder discricionário requer do órgão a clareza acerca dos objetivos setoriais a serem alcançados, bem como não pode ser realizado sem a observância de critérios minimamente razoáveis.

Com o fito de identificar os critérios utilizados pelo MME para distribuir os limites de movimentação e empenho entre suas unidades, foi encaminhada ao órgão a Solicitação de Auditoria nº 201600446/02 (item 7). A resposta do Ministério foi encaminhada no bojo do Ofício nº 090/2016-SE-MME:

“[...] o critério utilizado pelo MME para a distribuição do limite de empenho é calcular o percentual de contingenciamento em relação às dotações aprovadas na Lei Orçamentária Anual (LOA), excetuando as Emendas Parlamentares, e aplicar o mesmo percentual a todas as Unidades Orçamentárias, com eventuais ajustes pontuais”

O corte linear, em que pese ser simples e menos custoso, indica a inexistência de prioridades setoriais. Na existência destas, o MME poderia, de forma objetiva, optar por destinar parcela maior do corte para algumas unidades em detrimento de outras.

Convém lembrar que, entre as autarquias que estão sob a supervisão do MME, estão a ANEEL, a ANP e o DNPM, responsáveis, respectivamente, pela regulamentação e fiscalização dos setores de energia elétrica, petróleo e gás e mineração. Ao longo de 2015, essas unidades tiveram suas atividades impactadas pelo contingenciamento (Ofícios nº 80/2015-SAF/ANEEL, 13/2015-DIRE/DNPM/SEDE e 14/2015/DG-ANP), ainda que o MME tenha encaminhado expedientes ao Ministério da Fazenda, buscando, pelo menos, minimizar os efeitos dessa falta de recursos (Ofícios nº 024/2015-SE-MME, 132/2015-SE-MME e 215/2015-SE-MME).

Em 2016, a situação não mudou. A título de exemplo, o recente corte orçamentário implicou na suspensão de serviços importantes para os cidadãos, dentre eles o atendimento a reclamações dos consumidores de energia elétrica, prejudicando, ainda, a fiscalização dos serviços prestados pelas concessionárias de serviço público na área de energia:

A ANEEL informa que, em função de contingenciamento orçamentário, os seguintes serviços de sua Central de Teletendimento (CTA) serão suspensos a partir desta sexta-feira (6/5).

[...]

A situação é emergencial e se espera transitória. A ANEEL trabalha para superar a restrição orçamentária, condição indispensável para viabilizar a retomada dos trabalhos suspensos, ainda em 2016.

Contingenciamento

Para custeio de suas atividades em 2016, a ANEEL estimou orçamento de R\$ 200 milhões, entretanto o Governo aprovou a metade do valor: R\$ 100 milhões. Por meio de emendas parlamentares para Ouvidoria e Fiscalização, o valor foi ampliado para R\$ 120 milhões. O Decreto 8.760/16 reduziu o orçamento para R\$ 90 milhões, e em abril, o Decreto 8.700/16 restringiu o orçamento da Agência a R\$ 44 milhões.

O contingenciamento implica restrições às principais atividades da Agência, com prejuízo para a sociedade e o setor elétrico brasileiro. Diante do quadro é necessário descontinuar serviços, ainda que essenciais, como fiscalização, ouvidoria e informática, entre outros.

Pela legislação o custeio das atividades da ANEEL é viabilizado pela Taxa de Fiscalização paga por todos os consumidores na fatura de energia. Em 2015, a receita da taxa superou R\$ 450 milhões e a previsão de arrecadação em 2016 é de R\$ 489 milhões.

Destaque-se que o controle interno já expressou seu entendimento em relação ao tema anteriormente, quando da avaliação das propostas de indicadores para a avaliação da qualidade regulatória para a Administração Pública Federal encaminhadas pelo Comitê Gestor do Programa de Fortalecimento da Capacidade Institucional para Gestão em Regulação PRO-REG, por meio da Nota Técnica nº 1191/2014/SFC/CGU-PR, de 03/09/2014:

8. Por fim, **sugere-se que, na Dimensão 1 - Ambiente Institucional do Sistema Regulatório, seja contemplado um indicador que evidencie o grau de autonomia financeira das agências reguladoras, podendo a fórmula de cálculo ser ou (i) a razão entre o valor aprovado na lei orçamentária anual (LOA) e a arrecadação da Agência; ou (ii) a razão entre o valor aprovado na lei orçamentária (LOA) e o montante de recursos solicitados pelo órgão regulador no projeto de lei orçamentária (PLOA) [...]**

9. O indicador em questão indica se os órgãos reguladores, sem prejuízo a salutar política fiscal do Estado, dispõem dos recursos necessários para atender adequadamente sua missão institucional (quanto mais perto de 1 o resultado da razão, maior o grau de autonomia orçamentária e menor o impacto dessa variável sobre o desempenho do órgão).

10. **A criação de um indicador desse tipo se justifica pelo fato de que, anualmente, parcela das agências reguladoras tem relatado nos seus relatórios de gestão que a**



insuficiência orçamentária e/ou o contingenciamento tem prejudicado seu desempenho. Além disso, cabe observar que o processo orçamentário e financeiro atualmente adotado pelo Poder Executivo requer intensa negociação entre o órgão regulador e o Ministério Supervisor, quando da fixação do orçamento anual das Agências, bem como quando da execução dos recursos (orçamentários e financeiros), o que, sem a adoção de instrumentos efetivos de governança, pode culminar em interferência indireta na autonomia das Agências. Ademais, cabe registrar que mesmo as Agências que arrecadam receitas suficientes para o seu financiamento, podem estar sujeitas a contingenciamentos e liberações intempestivas de recursos. **(Sem grifos no original)**

1.2 Programação dos Objetivos e Metas

1.2.1 ORIGEM DO PROGRAMA/PROJETO

1.2.1.1 CONSTATAÇÃO

Descasamento entre a execução de metas físicas e financeiras, bem como utilização de metas físicas incapazes de medir o cumprimento das finalidades ministeriais.

Fato

Apresentamos, em consonância com o estabelecido no Item 2 do Anexo II da Decisão Normativa TCU nº 147, de 11 de novembro de 2015, a avaliação dos resultados das execuções físicas e financeiras das ações vinculadas a programas temáticos do Plano Plurianual (PPA) 2012-2015, constantes da Lei Orçamentária Anual (LOA) de 2015, sob responsabilidade da Unidade Orçamentária 32101 – Ministério de Minas Energia, as quais estão descritas nos quadros a seguir.

Quadro 14: PROGRAMA 2033 – ENERGIA ELÉTRICA

AÇÃO	Financeiro (R\$ 1,00)				Físico (Unidade)		
	Dotação Inicial	Dotação Atual/ Final	Liquidado	(%) Execução	Meta LOA	Realizado	(%) Execução
	(a)	(b)	(c)	(c/b)	(d)	(e)	(e/d)
1379 - Atendimento das demandas por energia elétrica em localidades isoladas não supridas pela rede elétrica convencional (Nacional e Estado do Ceará)	12.006.111	11.656.111	22.783	0,20	2639 Unidades Consumidoras Atendidas	0	0
20A9 - Apoio a iniciativas de uso produtivo de energia elétrica	1.463.977	1.463.977	44.137	3,01	1 Projeto Apoiado	1 Projeto Apoiado	100
20AA - Apoio a centros de referência em desenvolvimento tecnológico na área de energia	200.000	200.000	3.625	1,81	2 Centros Apoiados	0	0
2016 - Coordenação das ações de integração elétrica com os países vizinhos	90.000	90.000	85.189	94,65	2000 GWATT HORA (Energia) Comercializada	924 GWATT HORA (Energia) Comercializada	46,20



20L7 - Monitoramento da expansão e do desempenho dos sistemas elétricos em apoio ao CMSE	710.000	710.000	92.686	13,05	900 Sistemas Monitorados	965 Sistemas Monitorados	107,22
20L8 - Monitoramento das ações de comercialização de energia e da política tarifária	45.000	45.000	9.120	20,27	4 Relatórios Divulgados	4 Relatórios Divulgados	100
7V36 - Ampliação da rede trifásica para atendimento a cadeias produtivas na zona rural (Estado do Ceará)	22.500.000	22.500.000	0	0	100 Unidades Consumidoras Atendidas	0	0

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria, a partir de dados do SIAFI e do Relatório de Gestão do MME 2015.

Quadro 15: PROGRAMA 2041 – GESTÃO ESTRATÉGICA DA GEOLOGIA, DA MINERAÇÃO E DA TRANSFORMAÇÃO MINERAL

AÇÃO	Financeiro (R\$ 1,00)				Físico (Unidade)		
	Dotação Inicial	Dotação Atual/ Final	Liquidado	(%) Execução	Meta LOA	Realizado	(%) Execução
	(a)	(b)	(c)	(c/b)	(d)	(e)	(e/d)
20TZ - Desenvolvimento sustentável da pequena mineração	97.911	97.911	15.000	15,32	30 Tecnologias Minerais Difundidas	70 Tecnologias Minerais Difundidas	233,33
211G - Elaboração de estudos e projetos visando à implantação de zonas de processamento e transformação mineral – ZPTM	838.674	838.674	834.503	99,50	1 Relatório Produzido	1 Relatório Produzido	100

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria, a partir de dados do SIAFI e do Relatório de Gestão do MME 2015.

Quadro 16: PROGRAMA 2119 – PROGRAMA DE GESTÃO E MANUTENÇÃO DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

AÇÃO	Financeiro (R\$ 1,00)				Físico (Unidade)		
	Dotação Inicial	Dotação Atual/ Final	Liquidado	(%) Execução	Meta LOA	Realizado	(%) Execução
	(a)	(b)	(c)	(c/b)	(d)	(e)	(e/d)
4887 - Estudos para o planejamento dos setores de geologia, mineração e transformação mineral	386.402	386.402	92.746	24,00	1 Estudo Realizado	0	0
4892 - Planejamento dos setores de petróleo, derivados, gás natural e combustíveis renováveis	386.149	386.149	369.254	95,62	30 Iniciativas Implementadas	15 Iniciativas Implementadas	50,00
4897 - Planejamento do setor energético	488.547	488.547	161.951	33,15	1 Documento Produzido	1 Documento Produzido	100



Considerando os quadros acima, com dados sobre as programações e execuções orçamentárias de 2015 das ações dos Programas 2033, 2041 e 2119, solicitamos ao MME que detalhasse as metas físicas estipuladas para essas ações, as formas de execução das referidas ações, incluindo os recursos humanos, logísticos e financeiros programados para atingimento dessas metas, bem como as formas como essas ações haviam sido executadas em 2015 e os eventuais problemas ocorridos nessas execuções.

O MME, em atendimento, apresentou as informações requeridas, com exceção das relacionadas à Ação 7V36 - Ampliação da rede trifásica para atendimento a cadeias produtivas na zona rural (Estado do Ceará).

Quanto à execução da Ação 211G, verificamos - em consultas ao SIAFI (Sistema Integrado de Administração Financeira) e ao SIASG (Sistema de Administração de Serviços Gerais) - que a mesma ocorreu com a execução do contrato firmado entre o MME e a Empresa J. Mendo Consultoria Empresarial Ltda, de nº 35/2014, no valor de R\$ 1.043.128,98, o qual tinha como objeto a realização de estudos e projetos visando à implantação de Zonas de Processamento e Transformação Mineral (ZPTM). Tal execução em 2015 cumpriu com os objetivos da ação em comento nesse exercício, proporcionando a entrega dos últimos quatro produtos previstos no referido contrato, os quais representaram a meta de 1 Documento Produzido.

Em relação às outras ações descritas nos quadros acima, não obstante os problemas relatados por esse Ministério, como os de insuficiência de recursos orçamentários e financeiros para a execução de todas as ações de responsabilidade do mesmo programadas para 2015, constatamos as seguintes impropriedades:

a) As métricas (metas físicas) estipuladas para aferir os resultados das ações orçamentárias não serviram para a medição dos resultados das execuções dos projetos e das atividades que as constituem, assim como foram insuficientes para a verificação do cumprimento das suas finalidades.

b) As dotações orçamentárias alocadas em 2015, pelo MME, para as ações supracitadas, não tiveram relação direta com as metas físicas definidas para as mesmas, ou seja, os esforços físicos realizados para execução dessas ações não tiveram vinculação com as suas execuções orçamentárias e financeiras. Tais fatos, corroborados pelos dados contidos nos quadros acima, demonstram que o MME não possuía conhecimento total sobre os recursos orçamentários e financeiros necessários para a execução das ações em comento, o que dificulta ou inviabiliza a proposição de medidas e o dimensionamento do esforço necessário para o atingimento dos seus objetivos.

Causa

Insuficiência de capacitação, orientação e coordenação dos servidores das áreas finalísticas em relação ao processo de planejamento e programação orçamentária e financeira e à fixação de metas físicas.

Manifestação da Unidade Examinada

Em resposta à Solicitação de Auditoria nº 201600446/12, a SE/MME se manifestou por meio do Ofício nº 150/2016-SE-MME, de 8 de junho de 2016:



“(As informações a seguir foram extraídas do Memorando nº 270/2016-SEE-MME, de 7 de junho de 2016.)

27. No tocante aos quadros apresentados na Constatação 10, Quadro 2 (Ação 20L8), informamos que o valor liquidado correto é R\$ 9.119,73, mantendo-se ratificadas as demais informações prestadas no atendimento à SA 201600446/07.

(As informações a seguir foram extraídas da Nota Informativa nº 3/2016-SPE-MME, de 7 de junho de 2016.)

28. Em relação à ação 20AA - Apoio a Centros de Referência em Desenvolvimento Tecnológico na Área de Energia Elétrica, do Programa 2033 (Quadro 2), e à ação 4897 – Planejamento do Setor Energético, do Programa 2119 (Quadro 4), valem considerar que ambas vinculam-se à Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético.

29. Nesse sentido, há alocação de dotação orçamentária atinente ao planejamento energético pretendido, não se garantindo, no entanto, a realização total do montante em vista da primazia da realidade. Destarte, conquanto o planejamento, observando a necessidade, aprovisione a dotação, isso não significa compromisso de utilização integral ou mesmo parcial, dado tratar-se tão somente de um potencial de utilização.

30. Desta forma, muitas ações pretendidas no início do ano, perpassam o ciclo orçamentário anual, aparentando, muitas vezes, descasamento entre a execução das metas físicas e financeiras, como por exemplo, o Convênio nº 796238/2013-MME/CEPEL, celebrado em maio de 2014 com o CEPEL, que visa o aprimoramento do programa MATRIZ, bem como apoiar outras atividades correlatas. Conforme descrito no Relatório de Gestão de 2015, no ano de 2014, foi realizado o repasse R\$ 250.000,00 (R\$ 200.000,00 na ação orçamentária 6907 - PLANEJAMENTO DO SETOR ENERGÉTICO, e R\$ 50.000,00 na ação orçamentária 4897 - PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO). Em 2015, não foi realizado nenhum repasse em virtude do andamento dos trabalhos e a conformidade realizada do cronograma. De fato, o conveniente observou dificuldades (recursos humanos), bem como assoberbou-se em outras atividades postergando o andamento das atividades.

(As informações a seguir foram extraídas do Memorando nº 272/2016-SPG-MME, de 2 de junho de 2016.)

31. Informamos que a Constatação nº 10, do Quadro 4, correspondente à Ação 4892 – Planejamento dos Setores de Petróleo, Derivados, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, já foi respondida por meio da Nota Informativa nº 1/2016-SPG-MME, objeto da Solicitação de Auditoria nº 201600446/06.

(As informações a seguir foram extraídas do Memorando nº 93/2016-SGM-MME, de 7 de junho de 2016.)

32. Com relação à Ação 20TZ, esta Secretaria informa que apresentou proposta de alteração do produto vinculado a esta Ação orçamentária no SIOP, atualmente descrito como “tecnologia mineral difundida”, em razão da dificuldade de sua apuração, para que possa ser considerado o número de pessoas e entidades do setor beneficiadas, passando a ser descrito, então, como “agentes do setor beneficiados”. A proposta está em análise pela Secretaria de Orçamento Federal – SOF.

33. Em relação à Ação 211G não há comentário a se fazer quanto à eventual inadequação da meta física, tendo em vista que foi integralmente cumprida. Vale ressaltar que parcela do valor



do contrato foi repassada em 2014, tendo sido liquidado em 2015 o valor de R\$ 834.503,00, perfazendo um total de R\$ 1.043.128,98.

34. Quanto à Ação 4887, em virtude de contingenciamento, não foi possível realizar o que havia sido programado para o ano de 2015. Desta forma, não há que se falar em inadequação da meta, mas inviabilidade de seu cumprimento. O valor demonstrado na tabela não condiz com o valor que foi efetivamente disponibilizado à Secretaria.

35. Vale ressaltar que, quanto a esta última ação, em razão do contingenciamento, houve a impossibilidade de realização do estudo que estava inicialmente programado para se realizar em 2015, motivo pelo qual a meta física foi indicada como zero. No entanto, a SGM continuou realizando prospecções visando a elaboração de futuros estudos que deverão se concretizar quando houver um eventual cenário de melhora na disponibilidade orçamentária para realização das atividades planejadas por esta Secretaria. Desta forma, a execução financeira corresponde ao desembolso com diárias e passagens para participações, também com aquela finalidade, em reuniões e eventos.”

De acordo com a ata da Reunião de Busca Conjunta de Soluções, realizada em 29 de junho de 2016:

“A Unidade concordou com a necessidade de realizar capacitações, bem como orientar e coordenar os servidores em relação ao processo de planejamento e programação orçamentária e financeira e de fixação de metas físicas. O órgão de controle interno destacou que as próprias escolas de governo oferecem capacitações contemplando essa temática. A área de gestão estratégica do MME informou que irá buscar maior participação de servidores da Pasta em oficinas promovidas pela SOF e SPI do MPOG.”

Análise do Controle Interno

Em análise dos esclarecimentos, das justificativas e das informações que constam na manifestação do MME em relação às verificações e avaliações do órgão de controle interno sobre os resultados quantitativos e qualitativos da sua gestão em 2015, e dos argumentos de limitações de empenho de recursos orçamentários e de pagamentos para a execução das ações desse órgão consignadas na Lei Orçamentária desse exercício, e de que algumas dessas ações orçamentárias fazem parte de ações que perpassam mais de um exercício e que, por isso, as respectivas execuções deveriam ser avaliadas pelos períodos de duração delas, consideramos que o contido nessa manifestação não altera as conclusões registradas em parágrafos anteriores deste item do relatório.

Considerando que (i) o princípio orçamentário da anualidade, o qual estabelece que o orçamento público deve ser elaborado para um período de um ano, (ii) as ações orçamentárias e a fixação das respectivas metas físicas na Lei Orçamentária Anual de um órgão devem guardar relação com o planejamento e a programação anual dos seus projetos e atividades, e dos produtos que se deseja obter com os mesmos nesse período, e (iii) as dotações orçamentárias alocadas nas referidas ações devem corresponder aos valores estimados das despesas necessárias no ano em questão para que elas sejam executadas, mantemos a opinião de que, de maneira geral, as métricas das ações orçamentárias de 2015 do MME não foram capazes de aferir suficientemente os seus projetos, atividades e resultados, e de que não havia relação direta entre as metas físicas definidas para as referidas ações nesse ano e as respectivas dotações orçamentárias.

Em razão da concordância da unidade e pelo fato de não terem sido apresentados argumentos capazes de afastar o apontamento do controle interno, mantém-se a recomendação formulada no âmbito do relatório preliminar



Recomendações:

Recomendação 1: Capacitar, orientar e coordenar os servidores das áreas finalísticas em relação ao processo de planejamento e programação orçamentária e financeira e de fixação de metas físicas.

1.2.1.2 CONSTATAÇÃO

Não atingimento das metas do PPA 2012-2015 relativas ao setor de mineração.

Fato

No âmbito desta auditoria, foi analisado o atendimento das metas previstas nos objetivos do Programa 2041 - Gestão Estratégica da Geologia, da Mineração e da Transformação Mineral. O quadro a seguir apresenta os resultados da análise realizada.

Quadro 17: Programa 2041 - Gestão Estratégica da Geologia, da Mineração e da Transformação Mineral

Macroprocesso	Objetivo PPA 2012-2015	Meta	Atingida?	Justificativa
Planejamento Mineral	0035 - Implementar o Zoneamento Mineral do Brasil e mecanismos de gestão associados, com vistas a identificação e à dinamização das áreas de interesse mineral e à consolidação das políticas de aproveitamento de médio e longos prazos	Realizar o Zoneamento Mineral do Brasil	Não	Limitação de recursos humanos e orçamentários
	0038 - Promover a ampliação das reservas e da produção de minerais estratégico	Realizar 5 estudos da cadeia Produtiva de minerais estratégicos	Não	Limitações de ordem orçamentária
		Elaborar programas de aproveitamento econômico de minerais estratégicos de médio e longo prazo	Sim	
	0042 - Realizar estudos e projetos visando à implantação de Zonas de Processamento e Transformação Mineral (ZPTMs) associadas às Áreas de Relevante Interesse Mineral, nos polos de desenvolvimento, voltadas à integração mineral sul-americana, à industrialização de base da América do Sul e ao desenvolvimento equilibrado do território	Realizar estudos e projetos visando a implantação de Zonas de Processamento e Transformação Mineral-ZPTMs	Sim	
	0046 - Otimizar o aproveitamento dos recursos minerais e promover mecanismos para o desenvolvimento das atividades, visando o presente e o futuro, por meio de regulação, fiscalização e execução de projetos de produção e transformação mineral.	Realizar estudo sobre a eficiência produtiva da indústria mineral brasileira	Não	Em 2015, não se obteve êxito nos esforços para a articulação de parcerias e captação recursos para viabilizar a realização dos estudos previstos



Macroprocesso	Objetivo PPA 2012-2015	Meta	Atingida?	Justificativa
Gestão da Política Mineral	0478 - Assegurar a governança pública eficaz do setor mineral	Concluir, acompanhar e aprovar a proposta de Decreto sobre Recursos e Reservas	Não	Depende de interlocução com outros órgãos
		Concluir, acompanhar e aprovar a proposta de Projeto de Lei - PL sobre Garantia para Financiamento por Direitos Minerários	Não	Depende de aprovação do Legislativo
		Concluir, acompanhar e aprovar a proposta de Projeto de Lei - PL sobre Mineração em Faixa de Fronteira	Não	Depende de interlocução com outros órgãos
		Concluir, acompanhar e aprovar a proposta de Projeto de Lei - PL sobre Mineração em Terras Indígenas	Não	Depende de aprovação do Legislativo
		Concluir, acompanhar e aprovar a proposta de revisão da política de participação governamental ("royalties")	Não	Depende de aprovação do Legislativo
		Criar e reestruturar as instituições governamentais do setor mineral vinculadas ao Ministério de Minas e Energia em decorrência do novo modelo regulatório	Não	Depende de aprovação do Legislativo
		Desenvolver planos estaduais e municipais de mineração	Sim	
		Realizar estudo e implementar a reorganização da Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral - SGM/MME em decorrência das mudanças no modelo regulatório	Não	Termo de referência sendo analisado pelo Banco Mundial
Monitoramento do Setor Mineral	0032 - Realizar o levantamento geológico do Brasil e das províncias minerais nas escalas adequadas e promover a gestão e a difusão do conhecimento geológico e das informações do setor mineral	Gerar e divulgar periodicamente produtos contendo dados e estatísticas do setor mineral, especialmente, o Sumário Mineral Brasileiro, o Balanço Mineral Brasileiro, o Informe Mineral Brasileiro, o Anuário Mineral Brasileiro e o Anuário Metalúrgico Brasileiro	Sim	
Fomento e Pesquisa para a Produção Mineral Eficiente	0044 - Fortalecer atividades de pesquisa, desenvolvimento e inovação e articular com a indústria mineral para promover a cultura e a prática da inovação tecnológica do setor mineral	Realizar estudo diagnóstico sobre o conteúdo nacional de máquinas e equipamentos para a mineração e transformação mineral	Não	Atrasos na realização de estudos sobre o tema
	0481 - Consolidar e ampliar os programas de formalização da atividade minerária e de fortalecimento de micro e pequenas empresas do setor mineral	Capacitar técnica, ambiental e gerencialmente trabalhadores de micro e pequenas	Não	Atrasos na realização de estudos sobre o tema



Macroprocesso	Objetivo PPA 2012-2015	Meta	Atingida?	Justificativa
		empresas, associações e cooperativas de mineração		
		Consolidar Arranjos Produtivos Locais - APLs atualmente apoiados pela RedeAPLmineral	Parcialmente	Insuficiência de recursos orçamentários
		Consolidar as cooperativas, associações e distritos mineiros	Parcialmente	Dificuldades de ordem orçamentária
		Organizar e desenvolver Arranjos Produtivos Locais - APLs em processo de formação atualmente apoiados pela RedeAPLmineral	Não	Insuficiência de recursos orçamentários

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria, a partir do Relatório de Gestão MME 2015 e Ofício n.º 109/2016-SE-MME

O quadro 17 evidencia que a SGM/MME não cumpriu parte das metas do Programa 2041 (PPA 2012-2015) que estavam sob sua responsabilidade. Basicamente, as justificativas para essa baixa execução são (i) a não aprovação da alteração do marco regulatório da mineração e de normas correlatas, (ii) as limitações de ordem orçamentária e (iii) os atrasos nas realizações de estudos. A seguir, tecemos considerações adicionais sobre o não cumprimento das metas do PPA 2012-2015 e as justificativas apresentadas pelo Ministério.

O Objetivo 0478 foi o mais impactado pela não aprovação da alteração do marco regulatório da mineração e de normas correlatas. Diversos assuntos importantes (como mineração em faixas de fronteiras, mineração em terras indígenas e revisão da política de participação governamental) não avançam no âmbito do Ministério à espera de tais alterações legislativas. Essa indefinição traz insegurança jurídica e afasta os investimentos no setor minerário, sendo necessário que o MME atue no sentido de sensibilizar os diversos atores envolvidos acerca da necessidade de estabilização do direito da mineração.

Sobre esse tema, chama-se atenção para o risco de que a meta “Realizar estudo e implementar a reorganização da Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral - SGM/MME em decorrência das mudanças no modelo regulatório” seja alcançada antes da própria alteração do arcabouço normativo do setor minerário, tendo em vista que, segundo o Ministério, o Termo de Referência relativo a essa reorganização já foi elaborado e apenas aguarda a aprovação do Banco Mundial.

Sob pena de incorrer em gastos desnecessários, o MME precisará avaliar se a proposta enviada de novo marco regulatório será mesmo aprovada pelo Poder Legislativo. Em caso negativo, o Ministério deverá verificar se ainda haverá a necessidade de reestruturar a SGM e os demais órgãos do setor mineral; em caso positivo, será preciso avaliar a possibilidade de que a proposta encaminhada pelo Poder Executivo seja substancialmente alterada no âmbito do Legislativo, impactando, inclusive, a reorganização das instituições governamentais que atuam sobre o setor (SGM, DNPM e CPRM).

Os Objetivos 0038, 0042, 0046, 0478 e 0044, por sua vez, têm como metas a “realização de estudos” (cadeia produtiva de minerais estratégicos, implantação de ZPTM, eficiência produtiva da indústria mineral brasileira, etc.). Em regra, as Coordenações integrantes da estrutura da SGM têm, entre suas atribuições, a elaboração e a proposição de estudos sobre o setor mineral (Anexo XI da Portaria MME n.º 89/2014). A despeito disso, o que se observa é que, de acordo com o MME, os estudos previstos no PPA 2012-2015 foram (ou deveriam ter sido) realizados por meio de consultorias contratadas, motivo pelo qual dificuldades orçamentárias



constituem empecilho para o alcance das metas estabelecidas. Em que pese o objetivo desse apontamento não seja, de forma alguma, afastar a contratação das - muitas vezes, necessárias e salutares - consultorias externas, cabe ao Ministério verificar se, em determinados casos, os estudos não podem ser realizados pelos especialistas do próprio órgão, podendo a iniciativa privada e a sociedade em geral apresentar suas contribuições no âmbito de consultas públicas.

Ainda no que concerne aos Objetivos cujas metas são “realização de estudos”, há de se registrar o risco de que os resultados desses estudos não sejam efetivamente convertidos em melhoria e desenvolvimento do setor mineral. Como exemplo, em 2015, o MME finalizou o estudo acerca da implantação de ZPTM no Brasil. Esse produto custou mais de um milhão de reais aos cofres públicos. Cabe ao Ministério, a partir de 2016, dar concretude aos resultados desse (e de outros) estudo (s).

Por fim, no caso do Objetivo 0044, o MME informa que a meta “Realizar estudo diagnóstico sobre o conteúdo nacional de máquinas e equipamentos para a mineração e transformação mineral” não foi cumprida em razão de atrasos na realização desses estudos. Quanto a essa meta, o MME deverá, em conjunto com os atores do setor, avaliar e justificar o custo-benefício de se implantar uma política de conteúdo local no setor mineral.

Causa

Não aprovação do novo marco regulatório do setor minerário e elevada dependência da contratação de consultorias para o cumprimento das metas do PPA 2012-2015.

Manifestação da Unidade Examinada

A SE/MME apresentou sua manifestação à Solicitação de Auditoria nº 201600446/12 por meio do Ofício nº 150/2016-SE-MME, de 8 de junho de 2016:

“(As informações a seguir foram extraídas do Memorando nº 93/2016-SGM-MME, de 7 de junho de 2016.)

37. Com relação à recomendação 1, está correta a afirmação de que o cumprimento das metas vinculadas ao Objetivo 0478 foi consideravelmente afetado pela não aprovação do marco regulatório da mineração. Os esforços possíveis foram realizados, tais como inúmeras reuniões com o relator da matéria na Câmara dos Deputados, discussões intensas com representantes do setor e com pares políticos. Todavia, o legislativo tem um ritmo próprio de funcionamento, valendo mencionar que foi inicialmente formada uma Comissão especial, com a qual trabalhamos intensamente, e, posteriormente, uma nova Comissão foi estruturada sem que a primeira tivesse votado o seu relatório final. Inviável, portanto, qualquer ingerência desta Secretaria quanto a esta questão.

38. Quanto à questão específica do projeto que envolve recursos do Banco Mundial, informa-se que a decisão quanto ao prosseguimento visando futura execução deste contrato foi suspensa exatamente em virtude das limitações decorrentes da não aprovação do marco regulatório da mineração.

39. Relativamente à recomendação 2, informa-se que os estudos desta natureza (política de conteúdo local no setor mineral) propostos no Plano Plurianual buscam exatamente levantar dados e realizar um diagnóstico capaz de avaliar se o cenário é ou não favorável à adoção de políticas de conteúdo local. Importante mencionar que a proposta do novo marco regulatório da mineração estabelece que sejam estabelecidas cláusulas de percentuais de conteúdo local nos contratos a serem assinados com novos titulares de direitos minerários. Esta foi, portanto, a política definida na ocasião



da elaboração do projeto. Isto, no entanto, não afasta a possibilidade de realização de estudos para identificar se esta é a política mais adequada para a mineração.

40. Em referência à recomendação 3, de avaliar se as atividades finalísticas, especialmente estudos setoriais, não poderiam ser realizadas pelos especialistas do órgão, sendo as contribuições do setor privado e da sociedade colhidas no âmbito de consultas públicas, informa-se que, diante do atual cenário de restrições orçamentárias, este pode ser o caminho a ser seguido se eventualmente houver a recomposição do quadro técnico da Secretaria, uma vez que dos 18 Analistas de Infraestrutura lotados na SGM a partir de 2008, apenas 8 deles ainda permanecem, sendo que dois ocupam cargo de chefia, não exercendo atualmente, portanto, função técnica.”

De acordo com a ata da Reunião de Busca Conjunta de Soluções, realizada em 29 de junho de 2016:

“A SGM informou que a adoção de uma política de conteúdo local no setor de mineração está contida na proposta de novo marco regulatório e que por isso vem estudando e realizando discussões acerca do tema. Com relação aos estudos da reestruturação da SGM, que seriam realizados por meio consultoria, foi informado que os processos de contratação foram suspensos em razão da indefinição quanto à aprovação da nova legislação para o setor de mineração. A Unidade concordou com as recomendações efetuadas pelo MTFC.”

Por meio do Memorando nº 104/2016-SGM-MME, de 5 de julho de 2016, a SGM reiterou sua manifestação anterior à recomendação 1, nos seguintes termos: “Os estudos desta Natureza proposto no Plano Plurianual buscam exatamente levantar dados e realizar um diagnóstico capaz de avaliar se o cenário é ou não favorável à adoção de políticas de conteúdo local. Importante mencionar que a proposta do novo marco regulatório para a mineração apresentada pelo Poder Executivo estabelece que sejam estabelecidas cláusulas de percentuais de conteúdo local nos contratos a serem assinados com os novos titulares de direitos minerários. Esta foi, portanto, a política definida na ocasião da elaboração do projeto. Isto, no entanto, não afasta a possibilidade de realização de estudos para identificar se esta é a política mais adequada para a mineração”.

Com relação à recomendação 2, a Unidade destacou que: “Acrescente-se, apenas, que vários estudos envolvendo temas afetos ao novo marco regulatório foram realizados pela SGM com a finalidade de subsidiar sua atuação nas discussões em especial com o Relator da matéria na Câmara. Todavia, estes estudos internos foram realizados por técnicos do órgão, mas não tiveram reflexos no cumprimento das metas do PPA. Quanto aos estudos previstos no PPA 2016-2019, a SGM envidará esforços para que a recomendação seja cumprida, mas vale ressaltar novamente que o atual cenário de restrição de pessoal poderá dificultar a sua realização a contento.”

Análise do Controle Interno

No âmbito da Solicitação de Auditoria nº 201600447/12, chamamos a atenção da Unidade para que, em relação à meta “Realizar estudo e implementar a reorganização da Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral - SGM/MME em decorrência das mudanças no modelo regulatório”, avaliasse os riscos de se contratar esse estudo antes da aprovação da alteração do marco regulatório do setor minerário pelo Poder Legislativo. Esse posicionamento cauteloso tinha o condão de evitar que a unidade despendesse recursos em um produto que, provavelmente, ficaria desatualizado, caso a atual proposta de marco regulatório fosse posteriormente alterada no Legislativo. Em razão da suspensão da contratação (conforme informado pela unidade) e estando o MME ciente do risco apontado pelo órgão de controle interno, entendemos não ser necessária recomendação específica para esse tema.

No que concerne à política de conteúdo local para o setor de mineração, o MME afirma que os estudos previstos no PPA 2012-2015 “buscam exatamente levantar dados e realizar um diagnóstico capaz de avaliar se o cenário é ou não favorável à adoção de políticas de conteúdo



local". A preocupação do órgão de controle é, primeiro, que a política de conteúdo local aumente o custo ou, até mesmo, inviabilize os investimentos do setor mineral sem benefícios tangíveis para o desenvolvimento da indústria nacional; e, segundo, não seja mensurável e de difícil acompanhamento. Assim, mantemos a recomendação, por entendê-la como complementar ao escopo do estudo previsto na meta do Objetivo 0044 - Realizar estudo diagnóstico sobre o conteúdo nacional de máquinas e equipamentos para a mineração e transformação mineral.

Por fim, em outro apontamento, a equipe de auditoria identificou que parte significativa das metas do PPA 2012-2015 do setor de mineração faziam referência à realização de estudos, os quais, em sua maioria, foram ou deveriam ter sido realizados por consultorias. Buscando minimizar os efeitos das restrições orçamentárias sobre as metas do setor, a equipe de auditoria indicou que, de forma alternativa, a SGM poderia realizar esses estudos por meio de seus próprios técnicos e colher subsídios da iniciativa privada por meio de consultas públicas. A unidade argumenta que somente uma ampliação de recursos humanos tornaria essa alternativa viável. Apesar de levar em consideração a carência de pessoal da Unidade, entendemos que a recomendação proposta deve ser mantida, para que a SGM (i) antes de contratar uma consultoria, avalie se o produto desejado não poderia ser realizado pelos especialistas do órgão; e (ii) não paralise suas atividades diante de restrições orçamentárias.

Em razão da concordância da unidade e pelo fato de não terem sido apresentados argumentos capazes de afastar o apontamento do controle interno, mantém-se a recomendação formulada no âmbito do relatório preliminar.

Recomendações:

Recomendação 1: Avaliar e justificar o custo-benefício de implantar uma política de conteúdo local no setor mineral, considerando inclusive a experiência do MME em relação à utilização dessa mesma política no setor de petróleo e gás.

Recomendação 2: Antes de contratar terceiros para a realização de atividades finalísticas, especialmente estudos setoriais, avaliar se tais atividades não poderiam ser realizadas pelos especialistas do órgão, sendo as contribuições do setor privado e da sociedade colhidas no âmbito de consultas públicas.

2 CONTROLES DA GESTÃO

2.1 CONTROLES INTERNOS

2.1.1 AUDITORIA DE PROCESSOS DE CONTAS

2.1.1.1 CONSTATAÇÃO

Inconsistências nas informações constantes no Relatório de Gestão do MME do exercício de 2015.

Fato

No que tange à qualidade da informação, especialmente quando se avalia se os dados constantes no Relatório de Gestão representam com fidedignidade a realidade da execução física e financeira do órgão, faz-se necessário tecer algumas considerações.

No âmbito da auditoria, foram verificadas diversas informações inconsistentes no Relatório de Gestão do MME de 2015, especificamente nos Quadros 4 a 43. Por meio da



Solicitação de Auditoria nº 201600446/07, foi solicitado à unidade que ratificasse/retificasse essas informações. Em resposta, o MME encaminhou o Ofício nº 111/2016-SE-MME.

Com base nas informações prestadas pela UPC, as divergências encontradas podem ser assim resumidas (i) valores de execução física e financeira incorretos, (ii) incoerência entre os nomes e os valores das colunas dos quadros, (iii) erro no percentual de execução e (iv) unidades de medidas incorretas. O quadro a seguir apresenta as informações retificadas.

Quadro 18: Informações retificadas do Relatório de Gestão MME 2015

Número do Quadro	Tipo de Informação	Relatório de Gestão	Informação retificada
Quadro 4	Valor da coluna “Realizada até 2015”, Região Hidrográfica Paraná.	438,9 MW	496,90 MW
Quadros 4, 5 e 6	Título da coluna	Prevista 2015	Prevista no PPA 2012-2015
Quadro 5	Valor da coluna “Realizada em 2015”	11.000 GWh	11.600 GWh
Quadro 7	Coluna “Meta prevista no PPA 2012-2015”	Não informado	21
	Coluna “Realizada em 2015”	Não informado	8
	Coluna “Realizada até 2015”	Não informado	35
	Coluna “% de realização”	Não informado	166,7
Quadro 21	Valor da coluna “Prevista 2012 – 2015”	3	16
	Valor da coluna “Realizada em 2015”	3	4
	Valor da coluna “Realizada até 2015”	9	16
	Valor da Coluna “Realizada em 2015”, Meta <i>Monitorar a execução de 270 novos empreendimentos de transmissão de energia elétrica em construção no País</i> , Região Sudeste	70	79
Quadro 22	Valor da coluna “Prevista 2012 – 2015”	Não informado	257.602
	Valor da coluna “Realizada em 2015”	Não informado	18.793
	Valor da coluna “Realizada até 2015”	Não informado	223.993
	Valor da coluna “% de realização”	Não informado	87
	Valor da coluna “Realizada em 2015” – Região Nordeste	25.751	25.863
	Valor da coluna “Realizada em 2015” – Região Norte	26.137	26.025
	Valor da coluna “Realizada até 2015” – Região Nordeste	204.835	204.947
	Valor da coluna “Realizada até 2015” – Região Norte	124.028	123.916



Número do Quadro	Tipo de Informação	Relatório de Gestão	Informação retificada
Quadro 23	Valor da coluna “Prevista 2012 – 2015”	9.338	10.326
	Valor da coluna “Realizada em 2015”	440,5	2.413,5
	Valor da coluna “Realizada até 2015”	3.792	9.309
	Valor da coluna “% de realização”	41%	90,2%
Quadro 26	Valor da coluna “Realizada até 2015”, Meta <i>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, Região Nordeste</i>	3.624	2.624
	Unidade de medida da Meta <i>Implantar 22.000 MVA em novas subestações de transformação para elevar a capacidade de atendimento ao mercado de energia elétrica pelo SIN</i>	KM	MVA
	Valor da coluna “Realizada em 2015”, Meta <i>Implantar 22.000 MVA em novas subestações de transformação para elevar a capacidade de atendimento ao mercado de energia elétrica pelo SIN, Região Sudeste</i>	708	798
Quadro 27	Valor da coluna “Realizada em 2015”, Meta <i>Adicionar 5.100 MVA de capacidade de transformação às subestações existentes no Sistema Interligado Nacional, Região Nordeste</i>	170	1.700
Quadro 29	Coluna “Regionalização da Meta”, Meta <i>Promover manutenção em 8.000 km das instalações de transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro</i>	Região Sudeste	Região SE/CO
	Valor da coluna “Realizada até 2015”, Meta <i>Promover manutenção em 8.000 km das instalações de transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro, Região SE/CO</i>	1.500	2.500
Quadros 31, 33, 34 e 35	Título da coluna	Valor em 1/1/2014	Valor em 1º Janeiro
Quadro 31	Valor da coluna “Empenhada”	33.000	3.625,00
	Valor da coluna “Liquidada”	33.000	3.625,00
	Valor da coluna “Paga”	33.000	3.625,00
	Valor da coluna “Processados”	33.000	-
	Valor da coluna “Valor em 1º Janeiro”	Não informado	33.000
	Valor da coluna “Valor Liquidado”	Não informado	33.000



Número do Quadro	Tipo de Informação	Relatório de Gestão	Informação retificada
Quadro 32	Valor da coluna “Dotação Inicial”	474.843	488.547,00
	Valor da coluna “Dotação Final”	474.843	488.547,00
	Valor da coluna “Empenhada”	374.784	323.985,68
	Valor da coluna “Liquidada”	374.784	161.950,75
	Valor da coluna “Paga”	348.294	161.950,75
	Valor da coluna “Não Processados”	-	162.034,93
	Valor da coluna “Valor em 1º Janeiro”	-	26.489,92
	Valor da coluna “Valor Liquidado”	-	26.489,92
Quadro 33	Valor da coluna “Dotação Inicial”	200.000,00	97.911,00
	Valor da coluna “Dotação Final”	200.000,00	97.911,00
	Valor da coluna “Empenhada”	35.000,00	15.000,00
	Valor da coluna “Liquidada”	35.000,00	15.000,00
	Valor da coluna “Paga”	35.000,00	15.000,00
	Valor da coluna “Valor em 1º Janeiro”	64.584,00	-
	Valor da coluna “Valor Liquidado”	48.100,00	-
	Valor da coluna “Valor Cancelado”	16.484,000	-
Quadro 34	Valor da coluna “Dotação Inicial”	456.402,00	396.402,00
	Valor da coluna “Dotação Final”	456.402,00	386.402,00
	Valor da coluna “Empenhada”	427.114,16	102.406,84
	Valor da coluna “Liquidada”	427.114,16	92.746,01
	Valor da coluna “Paga”	405.061,56	92.746,01
	Valor da coluna “Não Processados”	0	9.660,83
	Valor da coluna “Valor em 1º Janeiro”	1.760,00	22.052,60
	Valor da coluna “Valor Liquidado”	0	5.027,75
	Valor da coluna “Valor Cancelado”	1.760	-
Quadro 35	Valor da coluna “Dotação Inicial”	1.320.000,00	838.674,00
	Valor da coluna “Dotação Final”	1.320.000,00	838.674,00
	Valor da coluna “Empenhada”	208.625,80	834.503,19
	Valor da coluna “Liquidada”	-	834.503,19
	Valor da coluna “Paga”	-	834.503,19



Número do Quadro	Tipo de Informação	Relatório de Gestão	Informação retificada
	Valor da coluna “Não Processados”	208.626	-
	Valor da coluna “Valor em 1º Janeiro”	0	208.625,80
	Valor da coluna “Valor Liquidado”	0	208.625,80
Quadro 39	Valor da coluna “Empenhada”	27.498,00	21.695,00
	Valor da coluna “Liquidada”	9.120,00	9.119,73
	Valor da coluna “Paga”	9.120,00	9.119,73
Quadro 42	Valor da coluna “Empenhada”	90.000,00	85.188,52
Quadro 43	Valor da coluna “Empenhada”	111.318,00	102.840,07
	Valor da coluna “Não Processados”	Não informado	10.153,62

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria.

Cabe ressaltar, neste ponto, que o Relatório de Gestão, além de instrumento de prestação de contas (*accountability*) para o administrador público, evidenciando os resultados da gestão, afigura-se também como uma importante ferramenta à disposição da transparência pública, o que impõe ainda mais a necessidade de fidedignidade das informações nele inseridas. Nesse sentido, frisa-se a necessidade de que os dados constantes no Relatório de Gestão reflitam com exatidão e completez a realidade da execução física e financeira do órgão responsável pela sua elaboração, de forma a dotar a sociedade de informações relevantes e úteis.

Sendo assim, torna-se oportuno que o MME reavalie os controles internos atinentes ao processo de elaboração de sua prestação de contas, de modo que as inconsistências ora identificadas não venham a se repetir nos exercícios seguintes; garantindo, assim, a exatidão e completez da informação colocada à disposição da sociedade.

Causa

Falhas nos controles internos e no processo planejamento de todo o processo que envolve a elaboração, a consolidação e análise do Relatório de Gestão do MME.

Manifestação da Unidade Examinada

Em resposta à Solicitação de Auditoria nº 201600446/12, a SE/MME se manifestou por meio do Ofício nº 150/2016-SE-MME, de 8 de junho de 2016:

“(As informações a seguir foram extraídas da Nota Informativa nº 3/2016-AEGE/SE-MME, de 3 de junho de 2016.)”

1. Inicialmente cabe esclarecer que a Assessoria Especial de Gestão Estratégica – AEGE do MME reconhece que algumas informações inconsistentes foram colocadas no Relatório de Gestão - RG e é importante uma reavaliação por parte do MME de seus Controles Internos.

2. Cabe salientar, porém, alguns pontos. São os seguintes:

a) Processo de elaboração do Relatório de Gestão, no MME



3. A elaboração do Relatório de Gestão no âmbito do MME está estruturada da seguinte forma: é função da Secretaria Executiva, por meio da Assessoria Especial de Gestão Estratégica - AEGE a captação, a leitura e a interpretação dos conteúdos a serem desenvolvidos da legislação do TCU e CGU, logo que são publicadas. A partir desse conhecimento, a AEGE solicita formalmente às outras unidades (Secretarias, Assessorias Especiais, Diretoria de Programa, SPOA e Gabinete do Ministro) a indicação dos elaboradores do Relatório de Gestão - RG.

4. Constituídas as equipes, no decorrer desse processo, são realizadas reuniões específicas entre os representantes da AEGE e das unidades citadas para a elaboração dos conteúdos, definição de prazos de recebimento dos textos (cronograma), definição de responsáveis para a captação de dados no SIAFI, captação de Acórdãos do TCU, referentes ao MME para o ano considerado e outras providências.

5. O início do processo de elaboração é sempre marcado pela Palestra Inaugural proferida pela CGU aos técnicos do MME. Essa atividade, porém, não aconteceu em 2016, para o RG 2015.

6. Cabe à AEGE a elaboração de textos relativos às estratégias institucionais deste Ministério, tais como: a Definição dos Macroprocessos, o Ambiente de atuação do MME, as Finalidades e competências institucionais, entre outros assuntos.

7. Cabe também à AEGE o recebimento de todas as informações preliminares advindas das citadas unidades, a correção dos textos, a compatibilização com dados já enviados à Casa Civil da Presidência da República, componentes da Mensagem Presidencial à abertura dos trabalhos legislativos, a consolidação textual, conforme exigências da legislação e do Sistema e- Contas, além da constante cobrança às áreas quanto ao cumprimento dos prazos.

8. O processo de elaboração vai além do enorme trabalho operacional, leitura e consolidação, upload no Sistema E-Contas, mas também, a interpretação e inserção dos textos de forma coesa e transparente.

b) Período normal de elaboração do RG

9. Esse processo de elaboração do Relatório de Gestão inicia-se no MME, ordinariamente, a partir do mês de outubro, quando já são conhecidas as Normas do TCU e CGU específicas (Decisões, Instruções Normativas e Portarias).

c) Dificuldades geradas pelo Sistema E-Contas

10. Excepcionalmente, para o RG 2015, porém, o processo de elaboração no MME foi iniciado em 22 de dezembro de 2015, quando o Sistema E-Contas foi disponibilizado, em caráter ainda precário, com vários conteúdos ainda não detalhados. Para exemplificar, a primeira apresentação do E-Contas continha somente 12 páginas, sendo que ao final apresentava 36 páginas e os quadros a serem preenchidos só foram disponibilizados, numa primeira versão, em 14 de janeiro de 2016.

11. Essas exigências de conteúdo chegaram muito fragmentadas, afetando a qualidade da geração das informações por parte do MME.

12. Note-se que a demora na definição dos conteúdos do E-Contas tornou tardia a decisão do MME entre assumir a lista de conteúdos do E-Contas ou a da Portaria TCU N° 321. Ao final, foi esclarecido pelo TCU que a listagem que valia para o MME era a do E-Contas.

13. O MME teve também que alertar o TCU quanto a alguns conteúdos que deveriam constar em seu RG, tais como: Informações sobre convênios, Licenciamento Ambiental do Setor Elétrico e Desempenho quanto às metas de universalização de energia elétrica, dentre outros.

14. A exemplo disso mostram-se abaixo duas das dezenas de reclamações apresentadas no Portal do TCU, quanto ao atraso da informação dos conteúdos, advindas dos elaboradores dos Relatórios de Gestão de diversos Ministérios, Fundações, etc.

[...]



15. É importante registrar que a utilização do Sistema E-Contas ainda não atingiu seu funcionamento ideal, quando se espera haver uma integração/interligação deste com outros Sistemas estruturantes, tais como o SIAFI, SIEST, SIASG e outros. Nessa futura situação, por certo, não acontecerão erros na captação de dados de outros Sistemas, erros de digitação, titulação ou falta de informações, conforme ficou mostrado nos quadros apresentados por essa Auditoria.

d) Sugestão para o aprimoramento dos Controles Internos para a consistência e qualidade das informações do RG do MME

16. Não é razoável que o TCU somente autorize a dois servidores de cada UPC, a utilização de senha de “Apresentador de Contas com Poder de Delegação”. Esse procedimento gera uma sobrecarga de trabalho e de responsabilidade final sobre a qualidade/exatidão dos dados e informações imputadas e não permite, caso haja erros, conhecer o responsável original pela informação repassada.

17. Na situação atual cabe a esses servidores a tarefa de conferir todos os dados e textos, validá-los e, no prazo definido, enviá-los ao TCU.

18. É importante que todas as áreas envolvidas desenvolvam, durante o ano, uma construção preliminar dos textos e dados que comporão o RG (como se faz já em algumas áreas), evitando dessa maneira a entrega de textos produzidos em última hora, sem serem revisados.

19. Cada área deveria também ser responsável pela introdução de seus dados e informações no Sistema E-Contas, cabendo à AEGE a responsabilidade de checagem, validação final e envio ao TCU.

e) Sugestões de textos alternativos aos da CGU

e1) Relativa às Considerações

20. Ao final das considerações a respeito da Constatação 9 está escrito:

“Cabe ressaltar, neste ponto, que o Relatório de Gestão, além de instrumento de prestação de contas (accountability) para o administrador público, evidenciando os resultados da gestão, afigura-se também como uma importante ferramenta à disposição da transparência pública, o que impõe ainda mais a necessidade de fidedignidade das informações nele embutidas. Nesse sentido, frisa-se a necessidade de que os dados constantes no Relatório de Gestão reflitam com exatidão e completude a realidade da execução física e financeira do órgão responsável pela sua elaboração, de forma a dotar a sociedade de informações relevantes e úteis”.

21. Quanto a essa consideração, afirmamos que um Relatório que contenha mais de 240 páginas, pois cobre todos os conteúdos exigidos, não pode ser considerado como “Importante ferramenta à disposição da transparência pública”. Esse excesso de textos e a própria estrutura atual do RG não são adequadas à uma leitura linear pelo público. Além disso, não se pode esperar que todos os dados transferidos de um Sistema para outro, por processo manual, “reflitam com exatidão e completude a realidade...”.

22. Da maneira como hoje é montado o RG, erros sempre estarão presentes.

e2) Relativo à Causa

23. Causa colocada pela CGU: “Falhas nos controles internos relativos ao processo de elaboração do Relatório de Gestão do MME.”

Texto alternativo

Causa: As causas dos problemas identificados neste item referem-se não só às falhas nos controles internos do MME, mas também, e principalmente, à necessidade de melhor planejamento de todo processo que envolve a elaboração, a consolidação e análise do Relatório de Gestão.

24. Para o RG 2015, destaca-se a ausência de orientações dos órgãos de Controle no início do processo e o fato de a principal ferramenta de elaboração (Sistema E-Contas) ter sido aperfeiçoada ao longo desse processo.



(As informações a seguir foram extraídas do Memorando nº 270/2016-SEE-MME, de 7 de junho de 2016.)

25. No tocante aos quadros apresentados na Constatação 9, ratificamos as informações prestadas à CGU por ocasião do atendimento à SA 201600446/07, encaminhadas através do Memorando nº 213/2016-SEEMME, de 27 de abril de 2016.

(As informações a seguir foram extraídas do Memorando nº 93/2016-SGM-MME, de 7 de junho de 2016.)

26. Conforme informado na Solicitação de Auditoria nº 7, alguns dados apresentados no Relatório de Gestão de 2014 foram equivocadamente replicados no Relatório de Gestão de 2015. Os dados corretos já foram apresentados e as justificativas devidamente apresentadas. Isto, no entanto, não impede de reavaliarmos os processos internos de coleta de dados para elaboração da prestação de contas anual, visando o constante aprimoramento desta atividade.”

De acordo com a ata da Reunião de Busca Conjunta de Soluções, realizada em 29 de junho de 2016:

“A Unidade concordou com os apontamentos/recomendação do órgão de controle interno acerca da necessidade de aperfeiçoamento do processo de elaboração de sua prestação de contas anual.”

Análise do Controle Interno

A unidade auditada reconheceu a necessidade de aperfeiçoar seu processo de prestação de contas, de modo a evitar que as inconsistências observadas não se repitam em exercícios posteriores. Desde já, cabe registrar que – a despeito de o processo de prestação de contas ser de responsabilidade do gestor – o órgão de controle interno poderá, sempre que demandado, tirar dúvidas e propor melhorias no desenho do processo e nos seus controles internos. Essa disponibilidade já foi externada em diversas ocasiões aos gestores do MME.

Em adição, o Ministério apresentou algumas sugestões de melhoria ao sistema atualmente utilizado para a elaboração da prestação de contas (e-contas). Tais sugestões foram integralmente transcritas neste Relatório e, por certo, serão encaminhadas à Corte de Contas. De toda forma, faz-se pertinente que a unidade examinada também utilize o fórum “Elaboração da prestação de contas de 2015”, criado pelo Tribunal de Contas da União, para contribuir para a melhoria do processo.

Em sua manifestação, o MME também expõe seu entendimento de que, no atual modelo, o Relatório de Gestão não pode ser considerado uma importante ferramenta à disposição da transparência pública. Discordamos desse posicionamento, haja vista que, atualmente, o Relatório de Gestão é o documento utilizado pelos gestores públicos para evidenciar à sociedade as ações realizadas no exercício, bem como eventuais problemas enfrentados. Ainda que, na opinião do gestor, a estrutura do documento não seja a mais adequada, não há dúvida acerca da necessidade de a unidade se esforçar para disponibilizar à sociedade informações claras e precisas sobre sua gestão. Por certo, as sugestões de melhorias apresentadas pelo MME contribuirão para tornar o Relatório de Gestão uma ferramenta cada vez mais útil à transparência pública.

Por fim, o MME sugeriu alterar a causa da constatação, de modo a deixar claro que as deficiências mapeadas não ocorreram somente em razão de deficiências de controles internos, mas também por falhas no planejamento de todo processo que envolve a elaboração, a consolidação e análise do Relatório de Gestão. Entendemos tais considerações pertinentes e alteramos a causa da constatação.



Em razão da concordância da unidade e pelo fato de não terem sido apresentados argumentos capazes de afastar o apontamento do controle interno, mantém-se a recomendação formulada no âmbito do relatório preliminar.

Recomendações:

Recomendação 1: Reavaliar os controles internos relativos ao processo de elaboração da prestação de contas anual, de modo a garantir a fidedignidade das informações inseridas no Relatório de Gestão.

2.1.1.2 INFORMAÇÃO

Atendimento às recomendações e determinações dos órgãos de controle.

Fato

A seguir, apresentamos a avaliação do cumprimento parcial ou total pelo Ministério de Minas e Energia (MME) das determinações e recomendações expedidas pelo Tribunal de Contas da União (TCU) que fazem referência expressa ao órgão de controle interno para acompanhamento, bem como das recomendações expedidas pelo MTFC, que ainda estejam pendentes de atendimento e que possam causar impacto na gestão do referido ministério, analisando as eventuais justificativas dos gestores para o eventual descumprimento, bem como as providências adotadas em cada caso.

Em consulta ao sítio do TCU, não foi constatada determinação ou recomendação para o MME, em 2015, na qual havia referência para que o órgão de controle interno acompanhasse o respectivo atendimento.

Não obstante, em seu Relatório de Gestão de 2015, o MME apresentou informação de que recebeu, no referido exercício, 6 (seis) acórdãos com determinações e recomendações do TCU. Sobre esses acórdãos, o Ministério afirmou ter respondido 5 (cinco) deles em 2015 e 1 (um) em 2016, assim como ter apresentado os documentos relacionados a essas respostas, com descrição dos atos e fatos relacionados às ações adotadas pela Pasta para o atendimento às determinações e recomendações do TCU.

Em relação às recomendações expedidas pelo MTFC ao MME, apresentamos, por unidade e por Relatório de Auditoria, os seguintes quantitativos (i) recomendações pendentes de atendimento em 31/12/2014; e (ii) recomendações pendentes de atendimento em 31/12/2015.

Quadro 19: Recomendações dirigidas à SPE

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE)	
Relatório de Auditoria nº 201109027 (Avaliação da Gestão de 2010)	
Nº Recomendações Pendentes de Atendimento em 31/12/2014	4
Nº Recomendações Baixadas (Perda de Objeto; Necessidade de Reformulação; Acompanhamento Permanente; Outros)	4
Nº Recomendações Atendidas	0
Nº Recomendações Pendentes de Atendimento em 31/12/2015	0
Relatório De Auditoria nº 201406133 (Avaliação da Gestão de 2013)	
Nº Recomendações Pendentes de Atendimento em 31/12/2014	7



Nº Recomendações Baixadas (Perda de Objeto; Necessidade de Reformulação; de Acompanhamento Permanente; por ter sido consolidada e redirecionada para a Secretaria Executiva , Outros)	4
Nº Recomendações Atendidas	2
Nº Recomendações Pendentes de Atendimento em 31/12/2015	1

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria.

Quadro 20: Recomendações dirigidas à SEE

Secretaria de Energia Elétrica (SEE)	
Relatório de Auditoria nº 201109019 (Avaliação da Gestão de 2010)	
Nº Recomendações Pendentes de Atendimento em 31/12/2014	4
Nº Recomendações Baixadas (Perda de Objeto; Necessidade de Reformulação; Acompanhamento Permanente; Outros)	0
Nº Recomendações Atendidas	0
Nº Recomendações Pendentes de Atendimento em 31/12/2015	4
Relatório De Auditoria nº 201405763 (Avaliação da Gestão de 2013)	
Nº Recomendações Pendentes de Atendimento em 31/12/2014	18
Nº Recomendações Baixadas (Perda de Objeto; Necessidade de Reformulação; de Acompanhamento Permanente; por ter sido consolidada e redirecionada para a Secretaria Executiva ; Outros)	12
Nº Recomendações Atendidas	2
Nº Recomendações Pendentes de Atendimento em 31/12/2015	4

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria.

Quadro 21: Recomendações dirigidas à SPG

Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis (SPG)	
Relatório de Auditoria nº 201406134 (Avaliação da Gestão de 2013)	
Nº Recomendações Pendentes de Atendimento em 31/12/2014	9
Nº Recomendações Baixadas (Perda de Objeto; Necessidade de Reformulação; de Acompanhamento Permanente; por ter sido consolidada e redirecionada para a Secretaria Executiva ; Outros)	3
Nº Recomendações Atendidas	4
Nº Recomendações Pendentes de Atendimento em 31/12/2015	2

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria.

Quadro 22: Recomendações dirigidas à SGM

Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral (SGM)	
Relatório de Auditoria nº 201406138 (Avaliação da Gestão de 2013)	
Nº Recomendações Pendentes de Atendimento em 31/12/2014	8
Nº Recomendações Baixadas (Perda de Objeto; Necessidade de Reformulação; de Acompanhamento Permanente; por ter sido consolidada e redirecionada para a Secretaria Executiva ; Outros)	2
Nº Recomendações Atendidas	6
Nº Recomendações Pendentes de Atendimento em 31/12/2015	0

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria.



Quadro 23: Recomendações dirigidas à SE

Secretaria Executiva (SE)	
Nº Recomendações a serem atendidas , elaboradas a partir de recomendações que originalmente haviam sido direcionadas para as secretarias finalísticas do MME e que foram consolidadas e redirecionadas para a Secretaria Executiva do mesmo.	3
Nº Recomendações a serem atendidas , elaboradas em decorrência da Nota Técnica nº 218/2015/DIENE/DI/SFC/CGU-PR	2
Total de Recomendações a serem atendidas	5

Fonte: Elaborado pela equipe de auditoria.

2.2 Composição do Relatório de Auditoria

2.2.1 Avaliação da Regularidade dos Processos Licitatórios da UJ

2.2.1.1 INFORMAÇÃO

Avaliação dos controles internos administrativos relacionados à atividade de compras e contratações.

Fato

Com o objetivo de avaliar a qualidade e suficiência dos controles internos administrativos referentes à atividade de compras e contratações, no que concerne à identificação e à mitigação de riscos, bem como ao desenho de processos de controles na área de licitações, foram realizados os procedimentos de aplicação de questionário específico e análise da instrução de processos licitatórios efetuados pelo MME durante o exercício 2015.

O Questionário de Avaliação de Controles Internos (QACI) foi encaminhado ao gestor da área de licitações e contratos por meio da SA 201600446/001 e respondido por meio do Ofício SE-MME nº 89/2016, de 14/4/2016. Todas as questões tiveram respostas do tipo 2 ou 3, devidamente evidenciadas pelo gestor por meio de mídia digitalizada encaminhada juntamente com o supracitado Ofício ou por meio de justificativas pertinentes por escrito, nos casos em que o fornecimento de mídia digitalizada se mostrava inaplicável.

Tomando por base o questionário aplicado, tem-se que a área de licitações e contratos é formalmente instituída (Coordenação-Geral de Compras e Contratações – CGCC), constituindo parte da estrutura do Ministério. Embora a Coordenação aponte que o quantitativo de servidores é suficiente para atender as demandas atuais, a maior parte da equipe é composta por servidores que já cumprem condições de se aposentar, portanto já há identificação de necessidade de contratações futuras de pessoal qualificado para suprir tais aposentadorias.

Para os exercícios 2015-2016 foi designada Comissão Permanente de Licitação - CPL, por meio da Portaria MME nº 41/2015, composta por dois servidores efetivos e uma servidora comissionada (atual Coordenadora da CGCC), conforme a legislação vigente. Da mesma forma, o pregoeiro e a equipe de pregão foram designados formalmente, após treinamento, por meio da Portaria MME nº 48/2015, demonstrando adequada estruturação da área, com estabelecimento formal de responsabilidades.

No que concerne à designação de fiscais de contrato, verificou-se que há o mesmo cuidado de designação formal de servidores por meio de portarias, quando da celebração do termo,



havendo cláusula contratual de fiscalização de cumprimento obrigatório. Todavia, a CGCC indica necessidade de aprimoramento/treinamento de tais gestores, apontando também que alguns não demonstram empenho suficiente no desempenho de suas funções. Em relação ao tempo disponível para cumprimento das obrigações como fiscal, há necessidade de realizar entrevista com cada fiscal, pois a Coordenação não dispõe desse tipo de controle, uma vez que se trata de avaliação subjetiva de cada servidor, diante do acúmulo de funções de cada um. Contudo, como o escopo dos trabalhos de auditoria não contemplou a análise de execução contratual, tal procedimento não foi executado.

Sobre a adequação da instrução de processos licitatórios, verificou-se que as respostas fornecidas pelo gestor são corroboradas pela amostra processual analisada. De início, os processos são instruídos com um formulário padrão de “Solicitação de Compras”, com campos para detalhamento de especificações técnicas e justificativas para a necessidade de contratação/aquisição, além de constar, em anexo, termo de referência e/ou projeto básico elaborado pela área técnica, quando pertinente. Nos casos de contratações com disposições técnicas específicas, como obras e tecnologia da informação, é constituída equipe técnica da área correspondente, de modo a auxiliar a CPL no processo licitatório.

Em seguida, verificou-se que tanto nos processos licitatórios ordinários quanto nos processos de dispensa/inexigibilidade, a instrução passa à pesquisa de preços, nos termos da IN SLTI nº 5/2014. Cabe ressaltar que a Coordenação utiliza indicador próprio para avaliar a adequação das pesquisas de preços realizadas, monitorando anualmente a relação entre valores orçados e valores contratados. O indicador “índice de valores orçados x valores contratados” é constituído a partir da análise de preços de mercado, preços pesquisados, preços ofertados durante a fase competitiva do pregão e preços efetivamente contratados, embasando a definição de preços estimados x preços efetivamente contratados para cada tipo de contratação/aquisição. Desse modo, há uma aproximação eficaz entre estimativa e contratação, facilitando o planejamento orçamentário e financeiro das licitações, considerando que tais estimativas se tornam cada vez mais congruentes com a realidade de mercado. Ademais, o registro organizado de um histórico de preços auxilia no processo de avaliação sobre a adequação dos preços ofertados e verificação de eventuais desvios.

Utilizando essa estimativa de preços como referencial, os processos são encaminhados para a Coordenação de Administração de Material e Execução Financeira - COMEF, unidade da Coordenação-Geral de Recursos Logísticos - CGRL do MME, para verificação de disponibilidade orçamentária e financeira. O Ministério não dispõe de sistema integrado que permita à Coordenação de Licitações consultar eletronicamente tal disponibilidade, portanto o controle de encaminhamento de processos é feito manualmente, por meio de planilha.

Posteriormente, após confirmação de orçamento disponível, os processos são enviados à Assessoria Jurídica do MME (CONJUR), para emissão de parecer sobre a adequação dos mesmos às normas vigentes. As minutas de editais e contratos possuem um padrão, conforme modelos disponibilizados pela Comissão Permanente de Atualização e Modelos de editais e minutas da Advocacia-Geral da União/AGU em seu *site*. Destaca-se que o MME informou que busca padronizar os editais para aquisições e contratações de bens e serviços comuns, a exemplo dos editais para contratação de serviços de limpeza e recepcionista lançados em 2015 (Pregões Eletrônicos nº 19/2015 e nº 23/2015, respectivamente).

Em relação à publicidade dos atos, todos os processos da amostra analisada possuem extrato da publicação de editais lançados e contratos celebrados no DOU, no sítio eletrônico do MME e no ComprasNet, em cumprimento ao disposto na Lei de Acesso à Informação.

Cabe destacar que a CGCC utiliza um indicador de desempenho denominado “Tempo Médio de Ciclo de Compras”, que permite avaliar o tempo de duração dos processos licitatórios e verificar eventuais pontos críticos que impeçam a celeridade do processo. Ainda, a Coordenação



dispõe de planilhas com registros cronológicos para cada ação e movimentação dos processos, permitindo mapear informações e elaborar indicadores relevantes para aperfeiçoamento dos trabalhos.

No que tange aos controles internos administrativos adotados pela CGCC, verificou-se que, embora não haja sistemas informatizados para tratamento de todo o andamento das demandas, a Coordenação possui rotinas e procedimentos adequados e consistentes para controle das atividades. Todos os processos licitatórios são digitalizados, garantindo segurança da informação, e há controle por planilha do andamento dos processos. Apesar de não possuir manual próprio, a Coordenação utiliza *check list* para verificar a instrução processual, bem como utiliza os manuais e cartilhas preconizados pela Secretaria de Logística e Tecnologia da Informação – SLTI/MPOG no ComprasNet, disponíveis para consulta em <http://www.comprasgovernamentais.gov.br/paginas/logistica>.

Visando a prevenção de fraudes e conluíus, durante a execução das licitações a equipe analisa os documentos de habilitação, verificando coincidências de endereços, formato de proposta e quadro societário; o próprio ComprasNet emite alerta quanto a quadros societários coincidentes e vínculos de sócios com a Administração Pública. Ademais, são examinados os registros no SICAF, CEIS e TST (pelo Cadastro Negativo de Débitos Trabalhistas/CNDT) e há um controle, por meio de planilha, acerca das empresas penalizadas pelo MME. Nos processos verificados na amostra não havia consulta à base de dados do Cadastro Nacional de Condenações Cíveis por Atos de Improbidade Administrativa do Conselho Nacional de Justiça - CNJ e da Lista de Inidôneos do TCU, mas a unidade manifestou-se sobre a inclusão de tais consultas nos processos licitatórios efetuados a partir de 2016, cabendo verificação, por parte do MTFC, em auditorias futuras.

Embora a execução contratual não constitua parte do escopo dos trabalhos de auditoria realizados, verificou-se que a CGCC sempre consulta o SICAF antes de enviar os processos para pagamento, conforme constatado pela amostra avaliada, visando a garantir que a empresa mantenha as condições de habilitação inicialmente informadas. Caso contrário, o contratado é informado sobre as irregularidades identificadas por e-mail, prosseguindo-se com os procedimentos dispostos na IN SLTI nº 04/2013 se não houver providências.

Cabe ressaltar duas observações do gestor sobre fragilidades apontadas durante o preenchimento do questionário QACI: a necessidade de capacitação dos servidores da área e contratação de novos servidores já capacitados, especialmente no que concerne ao conhecimento aprofundado da legislação aplicável a licitações e contratos, para que possam ser estabelecidas novas rotinas de revisão das atividades efetuadas, tópico prejudicado em função das restrições orçamentárias impostas em 2015. O gestor também sugere que os sistemas de compras da Administração Pública - notadamente SIASG e ComprasNet - ofereçam novas funcionalidades, como permitir a geração de relatórios de compras por exercício e por órgão, de modo a facilitar e agilizar o controle da unidade sobre os processos executados.

Por fim, não foram identificadas deficiências significativas nos controles internos da área de licitações, o gestor possui rotinas e procedimentos na unidade, e vem aprimorando os controles internos existentes, conforme previsto na Resolução Conselho Federal de Contabilidade - CFC nº 1.135/2008. A não implementação total de todas as rotinas e procedimentos não resultou em fragilidades relevantes nos controles internos da CGCC e das atividades de licitação e contratos.



2.2.1.2 INFORMAÇÃO

Avaliação da utilização de critérios de sustentabilidade ambiental na aquisição de bens e na contratação de serviços e obras.

Fato

Com a finalidade de avaliar a gestão de compras e contratações, especialmente no que diz respeito à utilização de critérios de sustentabilidade ambiental na aquisição de bens e na contratação de serviços e obras, foi enviada à SE/MME a Solicitação de Auditoria 201600446/001, na qual foram solicitadas as seguintes informações:

- i. Processos licitatórios realizados em 2015, referentes aos contratos vigentes durante o exercício 2015;
- ii. Encaminhamento do Plano de Gestão de Logística Sustentável - PLS do MME, demonstrando a adoção de critérios objetivos e práticas de sustentabilidade ambiental nas aquisições de bens, contratação de serviços, contratação de TI e obras e serviços de engenharia;
- iii. Existência e implementação do Plano Anual de Capacitação, incluindo envio de documentação comprobatória, com a finalidade de evidenciar iniciativas de capacitação afetas ao tema sustentabilidade, especificamente no que tange às compras e contratações sustentáveis, conforme art. 10 da IN SLTI nº 10/2012.

Os questionamentos apresentados por meio de SA foram adequadamente respondidos, verificando-se que há um Plano de Gestão de Logística Sustentável - PLS do MME abrangente, fundamentado em normativos vigentes sobre o tema, tais como o Decreto nº 7.746/2012 e as Instruções Normativas SLTI nº 1/2010 e nº 10/2012. Foi constituída comissão Gestora do PLS por meio da Portaria SPOA/SE/MME nº 115/2012, para acompanhar a implantação do Plano e monitorar seus resultados, reavaliando-o anualmente. O Plano contempla regras para coleta seletiva; aquisição e descarte de materiais de consumo; utilização racional de energia elétrica e água; controle de logística de transporte de pessoal para otimização de recursos; utilização de teleconferências para reduzir o número de viagens de avião e contratações/aquisições sustentáveis, sendo que todas as regras apresentam metas e matriz de responsabilidades para sua aplicação.

Ademais, foi encaminhado o Plano Anual de Capacitação/PAC 2014, com a relação de eventos realizados nesse exercício. Tais eventos foram agrupados sob o Programa Estado e Natureza, objetivando “*contribuir para a formação de uma consciência integrada na gestão de recursos, considerando-se os aspectos de sustentabilidade ambiental e social.*” Segundo o gestor, as capacitações efetuadas em 2014 contribuíram para o desenvolvimento e conscientização dos servidores sobre a necessidade de aplicação de regras sustentáveis nas aquisições e contratações efetivas, sendo adotadas regularmente por ocasião das demandas e instrução de processos. Em 2015 não foram realizados cursos sobre o tema sustentabilidade, devido ao contingenciamento de recursos exigido pelo Governo Federal; contudo, verificou-se a preocupação da unidade em promover o envolvimento dos servidores com o tema, portanto entende-se que a ausência de capacitações em 2015 não prejudicou a aplicação de boas práticas de sustentabilidade no âmbito do MME.

Os dados constantes dos referidos PLS e PAC corroboram as informações apresentadas pelo MME em seu Relatório de Gestão 2015 (pág. 192), *ipsis litteris*:

“6.18 Adoção de critérios de sustentabilidade ambiental na aquisição de bens e na contratação de serviços ou obras. Nas contratações de bens e serviços, de forma evolutiva, foi introduzido critério e requisito de sustentabilidade, impondo, nos editais licitatórios, as cláusulas sustentáveis que visam à obtenção de produtos e serviços com menor impacto para o meio ambiente, mais economia para a Administração e menos resíduos para a



natureza, observando-se, em especial, os critérios estabelecidos na IN/SLTI/MP nº 01/2010, e as diretrizes constantes no Decreto nº 7.746/2012.

A partir de 2013, a Comissão Gestora do Plano de Gestão de Logística Sustentável do Ministério de Minas e Energia, constituída pela Portaria SPOA/SE/MME nº 115, de 26 de dezembro de 2012, elaborou o Plano de Logística Sustentável – PLS no Ministério, conforme o disposto na IN/SLTI/MPOG nº 10, de 12/11/2012. O Plano está publicado no endereço: <http://www.mme.gov.br/web/guest/planodegestaologisticasustentavel>

Cabe ressaltar algumas ações desenvolvidas no MME:

- implantado um sistema de captação de águas de condensação dos aparelhos de ar condicionado da fachada leste do edifício, com o objetivo de irrigar jardins e lavar calçadas, sendo captado um volume d'água, no período úmido, de + 200 litros/hora.
- instalado um sistema de captação de águas pluviais, provenientes da cobertura do edifício, para aproveitamento na lavagem dos veículos oficiais e do piso da garagem, cuja capacidade de armazenagem é de 20.000 litros;
- instaladas lixeiras para lixo orgânico, nos halls das copas dos andares, colaborando na diminuição de insetos nos ambientes de trabalho;
- reduzido o uso de copos descartáveis, com a eliminação dos existentes próximos aos bebedores de todos os andares;
- realizada a Semana do Meio Ambiente com campanhas de economicidade de energia, água e coleta seletiva. Na oportunidade, foi realizado um QUIZ, via internet, com entrega de brindes aos participantes, bem como a confecção de uma Cartilha distribuída aos servidores;
- participado do lançamento do Plano para Produção e Consumo Sustentáveis – 2º Ciclo de Implementação (2016-2019) realizado no Ministério do Meio Ambiente, em 28/08/2015;
- promovida capacitação dos funcionários terceirizados responsáveis pela limpeza, que prestam serviço no MME, para atuarem como agentes de promoção do uso consciente de água e luz, como também do descarte consciente.

Complementando as informações constantes do Relatório de Gestão, a SPOA/MME informou, por meio do Ofício nº 89/2016-SE/MME, de 11/4/2016, que foram criados novos indicadores de desempenho para acompanhar aspectos de sustentabilidade na gestão do Ministério, quais sejam:

a) Índice de editais de licitação com critérios de sustentabilidade:

Verificou-se que, entre os exercícios 2013 e 2015, o MME conseguiu elevar o índice de editais de licitação com critérios de sustentabilidade de 50% para 100% dos editais lançados, sempre incluindo cláusula referente a observância e cumprimento dos requisitos estabelecidos no Decreto nº 7.746/2012 e nas Instruções Normativas SLTI nº 1/2010 e nº 10/2012; e critérios variáveis conforme o produto/serviço a ser adquirido/contratado. Da amostra de processos licitatórios incluídos no escopo desta auditoria, verificou-se que todos os processos apresentam tais condições.

b) Consumo de energia elétrica e consumo de água no Bloco U (sede do MME):

O consumo de energia elétrica e água são analisados mensalmente, de modo a comparar períodos e também a monitorar possíveis discrepâncias. Existem metas estabelecidas e quaisquer alterações de consumo são verificadas para definir se são decorrentes de alterações climáticas, consumo extra em função de obras/reformas, problemas de manutenção ou desperdício por parte dos usuários. Identificando-se a causa, parte-se para a correção, quando aplicável, ocasionando uma melhora na gestão de recursos naturais utilizados no MME.



Sobre a rotina de inserção de critérios de sustentabilidade nos editais, conforme previsto na IN SLTI/MP nº 01/2010 e na Portaria SLTI/MP nº 2/2010, verificou-se, a partir das manifestações do MME, que este tem buscado dar efetividade aos normativos que preceituam a adoção de critérios sustentáveis em suas contratações. Nesse sentido, ressalta-se a boa prática da Unidade em buscar o envolvimento das áreas demandantes nesse processo.

3 GESTÃO DE RECURSOS HUMANOS

3.1 MOVIMENTAÇÃO

3.1.1 QUANTITATIVO DE PESSOAL

3.1.1.1 INFORMAÇÃO

Acompanhamento dos Acórdãos nº 1.520/2006-TCU-Plenário e 2.681/2011-TCU-Plenário - Substituição de terceirizados.

Fato

Compôs o escopo dessa auditoria a análise do cumprimento dos prazos do Acórdão nº 1.520/2006-TCU-Plenário, prorrogado pelo Acórdão nº 2.681/2011-TCU-Plenário, para que o MME substituísse terceirizados irregulares, em cumprimento ao Termo de Conciliação Judicial Geral, de 5/11/2007, nos autos da Ação Civil Pública nº 00810-2006-017-10-00-7.

De acordo com o Acórdão nº 1.520/2006-TCU-Plenário, no caso do MME, o cronograma de substituição de terceirizados era o seguinte:

Tabela 1: Substituição de terceirizados - MME

Órgão	Calendário proposto para substituição de terceirizados				
	2006	2007	2008	2009	2010
MME	157	96	93	0	0

Fonte: Acórdão nº 1.520/2006-TCU-Plenário, citando a Nota Técnica nº 149/2005 COGEDIC/SRH/MPOG.

Cabe destacar que, conforme Nota Técnica nº 858/2010/DMI/SEGES-MP (Anexo I), os 346 terceirizados citados na Tabela 1 exerciam suas atividades nas seguintes unidades: ANEEL (98), ANP (152), DNPM (93) e MME (3).

No âmbito do Acórdão nº 2681/2011 – TCU – Plenário, o MME não figurava mais entre os órgãos da administração direta que tinham terceirizados a serem substituídos. No mesmo sentido, o Relatório de Auditoria nº 201306259, relativo à auditoria anual de contas de 2012 da SPOA, registrou que, à época, no âmbito daquela unidade e do MME, não havia servidores terceirizados irregulares.

Sobre o assunto, a Portaria Interministerial MP/CGU nº 494, de 18/12/2009, dispôs sobre os atos de nomeação de candidatos aprovados em concurso público cuja autorização do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão - MP tenha como fundamento o cumprimento das disposições do Termo de Conciliação Judicial celebrado entre a União e o Ministério Público do Trabalho no âmbito da Ação Civil Pública nº 00810-2006-017-10-00-7:

Art. 1º Os atos de **nomeação de candidatos aprovados em concurso público** cuja autorização do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão tenha como fundamento o **cumprimento das disposições do Termo de Conciliação Judicial** celebrado entre a União e o Ministério Público do Trabalho no âmbito da Ação Civil Pública nº 00810-2006-017-10-00-7, **serão precedidos de publicação, no Diário Oficial da União**, da



relação dos empregados terceirizados que serão dispensados em função dos provimentos dos cargos autorizados. [...]

Art. 2º A obrigação de publicar a relação de empregados terceirizados dispensados também se aplica aos atos de nomeação publicados anteriormente à vigência desta Portaria Interministerial.

Parágrafo único. A publicação de que trata o caput deve ocorrer no prazo de até quinze dias, contados da vigência desta Portaria Interministerial.

Art. 3º O quantitativo total de trabalhadores terceirizados substituídos em cumprimento ao Termo de Conciliação Judicial celebrado entre a União e o Ministério Público do Trabalho deve ser registrado em um quadro demonstrativo, na forma do Anexo a esta Portaria Interministerial. [...]

§ 2º O quadro demonstrativo deverá ficar à disposição da Controladoria-Geral da União, dos Órgãos Setoriais de Controle Interno, do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, do Tribunal de Contas da União, do Ministério Público da União, bem como de outros órgãos ou entidades que tenham competência para requisitar essas informações.

§ 3º O quadro demonstrativo deverá ser disponibilizado aos órgãos e entidades indicados no parágrafo segundo, em meios impresso e eletrônico, na forma de planilha. **(Sem grifos no original)**

De acordo com a norma em questão, ainda que o MME tenha cumprido o Termo de Conciliação Judicial Geral, de 5/11/2007, antes da edição da Portaria nº 494/2009, a relação dos empregados terceirizados que foram dispensados em função dos provimentos dos cargos autorizados deveria ter sido publicada no Diário Oficial da União.

No âmbito da Solicitação de Auditoria nº 201600446/05, foi requerido, ao MME, o encaminhamento da documentação que comprove que a unidade cumpriu o disposto nos art. 2º e 3º da Portaria Interministerial MP/CGU nº 494, de 18/12/2009. Essa documentação, contudo, não foi entregue ao órgão de controle interno. Esse ponto foi então incluído como Constatação na versão preliminar deste Relatório.

Em sua manifestação ao Relatório Preliminar (Nota Informativa nº 6/2016), a unidade, contudo, trouxe as seguintes elucidacões: (i) os dados da Tabela 1 não dizem respeito apenas ao MME, mas incluem também suas unidades vinculadas; (ii) entre os terceirizados citados na Tabela 1, apenas 3 (três) exerciam suas atividades no Ministério; e (iii) o MME tentou recuperar o histórico do processo junto ao MP e não obteve êxito.

Considerando as informações trazidas pela unidade examinada, bem como os resultados do Acórdão 2681/2011-TCU-Plenário e do Relatório Preliminar nº 201306259, revisamos o entendimento insculpido no Relatório Preliminar e concluímos não ser necessária o encaminhamento de recomendação específica relativa ao tema em questão.

4 GESTÃO DO SUPRIMENTO DE BENS/SERVIÇOS

4.1 CONTRATOS DE OBRAS, COMPRAS E SERVIÇOS

4.1.1 INSPEÇÃO FÍSICA DA EXECUÇÃO

4.1.1.1 INFORMAÇÃO

Avaliação da política de acessibilidade.

Fato

Esta avaliação buscou verificar se a unidade auditada possui uma política de acessibilidade adequada e se tem adotado providências no sentido de oferecer em sua sede



condições de autonomia de locomoção e comunicação para pessoas com deficiência (PCD) e/ou mobilidade reduzida e também para o público em geral.

Para tanto, a equipe de auditoria analisou o conteúdo referente à acessibilidade do Relatório de Gestão da unidade auditada e realizou inspeção nas suas instalações.

Em relação às informações prestadas no Relatório de Gestão, observou-se que a Unidade se preocupou em descrever as obras e melhorias realizadas no edifício com vistas a garantir acessibilidade a seus usuários. As principais ações apontadas pelo relatório são: reserva de vagas de automóveis para cadeirantes no estacionamento, construção de rampas nas duas principais entradas (geral e privativa), instalação de catraca especial com abertura para cadeirantes, instalação de aparelho de telefone para surdos (TDD - *Telephone Device for Deaf*), adaptação de pelo menos um banheiro coletivo em cada andar do edifício.

Durante a inspeção *in loco*, esta auditoria pôde conferir tais melhorias apontadas pelo relatório, tomou conhecimento de outras iniciativas positivas não informadas, mas também se deparou com algumas questões que precisam ser aprimoradas no órgão em relação à política inclusiva.

Para descrever esses achados da auditoria, este relatório está separado em tópicos considerados essenciais pelo controle interno para fins de avaliação das condições de acessibilidade das estruturas físicas e dos serviços oferecidos aos usuários do edifício sede da unidade auditada, ressaltando que a abordagem não compreendeu todos os critérios dispostos na legislação em vigor, já que é grande o número de regras constantes nos normativos que disciplinam a matéria.

Portanto, a fim de melhor compreensão, a avaliação dos itens de acessibilidade foi realizada com base nas seguintes categorias: 1- Acesso à Edificação; 2- Circulação Interna; 3- Portas e Esquadrias; 4- Banheiros; 5- Biblioteca; e 6- Mobiliários.

1 - Acesso à Edificação

O Decreto nº 5.296/2004, art. 19, afirma que:

A construção, ampliação ou reforma de edificações de uso público deve garantir, pelo menos, um dos acessos ao seu interior, com comunicação com todas as suas dependências e serviços, livre de barreiras e de obstáculos que impeçam ou dificultem a sua acessibilidade.

Já o art. 26 do referido Decreto estabelece que:

Nas edificações de uso público ou de uso coletivo, é obrigatória a existência de sinalização visual e tátil para orientação de pessoas portadoras de deficiência auditiva e visual, em conformidade com as normas técnicas de acessibilidade da ABNT.

A construção das rampas de acesso à entrada principal do MME atendeu parcialmente aos dispositivos supracitados. Em vistoria, constatou-se que a inclinação, a largura, o comprimento do percurso e o material de acabamento (antiderrapante) da rampa são de fato apropriados para a locomoção de cadeirante ou pessoa com mobilidade reduzida, além de não possuírem avarias ou obstáculos que possam dificultar ou impedir a circulação (Imagem 01).

Entretanto, o acesso principal ao edifício, entre a rampa e o balcão de informações, não apresenta piso tátil de alerta e direcional que permita a locomoção segura da pessoa cega, o que contraria o art. 26 do Decreto nº 5.296/2004 (Imagem 02).

Quanto à reserva de vagas de estacionamento para PCD em locais públicos, a Lei nº 10.098/2000 traz as seguintes determinações:

Art. 7º Em todas as áreas de estacionamento de veículos, localizadas em vias ou em espaços públicos, deverão ser reservadas vagas próximas dos acessos de circulação de

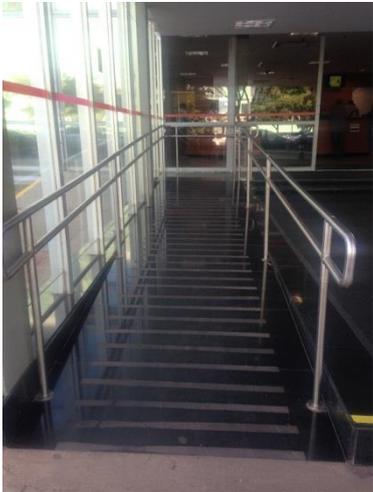


pedestres, devidamente sinalizadas, para veículos que transportem pessoas portadoras de deficiência com dificuldade de locomoção.

Parágrafo único. As vagas a que se refere o caput deste artigo deverão ser em número equivalente a dois por cento do total, garantida, no mínimo, uma vaga, devidamente sinalizada e com as especificações técnicas de desenho e traçado de acordo com as normas técnicas vigentes.

No estacionamento público localizado em frente ao edifício, foram identificadas 04 (quatro) vagas reservadas para pessoas com deficiência. A coordenação de recursos logísticos da unidade não soube precisar a quantidade exata de vagas oferecidas no estacionamento. Em contagem realizada pela equipe de auditoria, chegou-se ao número de 111 vagas. Logo, o quantitativo de vagas reservadas às pessoas com deficiência superaria o mínimo estabelecido pela Lei.

Ainda em relação às vagas de estacionamento reservadas, constatou-se que há sinalização vertical e horizontal, atendendo aos parâmetros da norma.

Imagem 01: Rampa de acesso à edificação	Imagem 02: Acesso à edificação
 A photograph showing a metal ramp with handrails leading up to a building entrance. The ramp is made of dark steps and has a red safety line on the left side.	 A photograph showing a glass entrance to a building. A metal handrail is visible on the left side of the glass door. The interior of the building is visible through the glass.
Fonte: Auditoria Anual de Contas MTFC. Abril/2016.	

2 - Circulação Interna

Nesse ponto foi verificado se é permitido o acesso livre de barreiras a toda a edificação e se há uma rota acessível que permita a interligação das áreas externas a todas as dependências do prédio. O trajeto acessível deve abranger a circulação horizontal, em todas as áreas dos pavimentos, garantindo também o deslocamento por rampa ou equipamento de transporte vertical. As escadas fixas e os degraus podem fazer parte da rota acessível, desde que estejam associados a rampas ou equipamentos de transporte vertical.

2.1. Circulação Horizontal

O piso no interior do edifício é predominantemente revestido por placas tipo Paviflex, material antiderrapante, estável e não trepidante. Embora existam avarias em diversos segmentos do piso interno, em decorrência do avançado grau de desgaste pelo uso, essas não podem ser consideradas como obstáculos à locomoção.

A largura dos corredores atende aos limites mínimos estabelecidos pela Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, especificamente no item 6.9.1.1 da NBR 9050, são bem

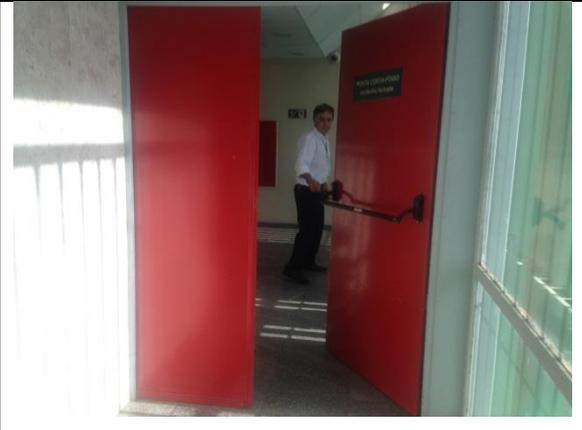
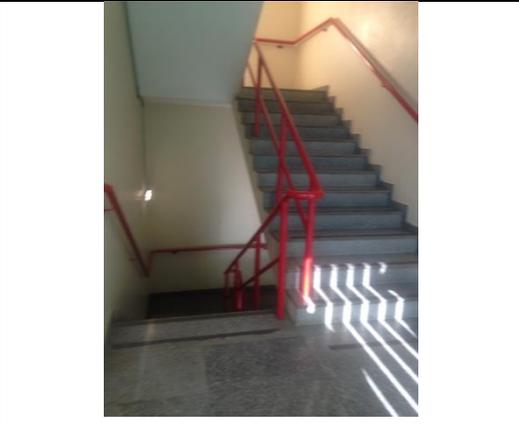
iluminados, faltando, contudo, a instalação de piso de alerta em torno de obstáculos que impeçam a livre locomoção de pessoas cegas ou com baixa visão.

Quanto à existência de tapetes, constatou-se sua presença apenas na entrada principal e em frente aos elevadores. Esses, embora se encontrem desgastados, não apresentam desníveis ou saliências.

2.2. Circulação Vertical

2.2.1. Quanto às escadas

A escada principal é interna, oriunda do projeto arquitetônico original dos edifícios ministeriais. Como à época não havia a preocupação com questões inclusivas, as escadas desses edifícios estão em desacordo não somente com as regras de acessibilidade, mas, principalmente, quanto às normas de evacuação de edifícios de uso coletivo. Em relação ao foco deste trabalho, constatou-se que falta principalmente sinalização em braile e piso tátil direcional e de alerta que garanta segurança ao trajeto de pessoas cegas em caso de necessidade de evacuação do edifício (imagens 03 e 04).

Imagem 03: acesso para as escadas	Imagem 04: escada do edifício
 A photograph showing a red door with a person standing next to it, likely the entrance to the stairs.	 A photograph of a staircase with red handrails and a tactile paving strip on the landing.
Fonte: Auditoria Anual de Contas MTFC. Abril/2016.	

2.2.2. Quanto aos elevadores

Os elevadores dispõem de aviso sonoro com indicação de qual andar o elevador se encontra, e as cabinas param sem desnível em relação à plataforma de desembarque. As botoeiras internas dispõem de sinalização em braile e estão a uma altura compatível. Todavia, as botoeiras de chamamento dos elevadores estão a 1,35 metros do piso, altura acima da máxima permitida pela norma.

3 - Portas e Esquadrias

As portas de acesso às salas atendem à largura mínima de 80 cm e é possível sua abertura completa. Já para as portas acopladas às divisórias, dentro das salas, observou-se que, em alguns casos, a largura recomendada na norma não é atendida. Importante destacar que as maçanetas não são do tipo alavanca, o que dificulta o manuseio por pessoas com deficiência.

Não há sinalização em braile nas portas, o que dificulta a identificação dos ambientes.

As janelas e venezianas do edifício são do tipo guilhotina e seu manuseio não é possível por uma pessoa em cadeira de rodas. Caso as esquadrias possuíssem acionamento mecânico, do tipo basculante ou similar, essa barreira não existiria. De toda forma, percebeu-se que as janelas não são utilizadas para aclimação dos ambientes, sendo esta realizada

majoritariamente por meio de ar condicionados tipo “Split”, que possuem acionamento por controle remoto.

4 - Banheiros

Os sanitários do edifício foram reformados. Em cada andar, há dois conjuntos de sanitários, um masculino e outro feminino, localizados nas alas sul e norte. Os sanitários da ala sul foram adaptados e se encontram em conformidade com a norma. (Imagem 05).

Há de se ressaltar, todavia, que os equipamentos como saboneteira e toalheiro foram instalados em altura superior ao padrão, encontrando-se a 1,10 metros do piso (Imagem 06).

Imagem 05: Cabine do sanitário feminino	Imagem 06: Bancada e lavatório
 A photograph showing a modern, white toilet in a small, clean cabin. The toilet is white with a bidet attachment. There are white handrails on the wall and a small trash bin on the floor.	 A photograph of a bathroom vanity with a light-colored wooden countertop and two white sinks. A mirror is mounted above the sinks, and a white soap dispenser is visible on the wall.
Fonte: Auditoria Anual de Contas MTFC. Abril/2016.	

5 - Biblioteca

A biblioteca possui porta com largura que atende à norma e mobiliário com altura ajustável que possibilita o uso por cadeirantes. Todavia, os terminais eletrônicos de consulta não oferecem sistemas áudio descritivos para pessoas cegas e não há no acervo publicações em braile, o que seria uma medida desejável por se tratar de uma biblioteca ministerial.

A distância entre as estantes mede 60 cm e está em desacordo com a largura mínima estabelecida pela norma, que é de 90 cm.

6 - Auditórios

O edifício dispõe de dois auditórios. Um está localizado no térreo e outro no subsolo. Em ambos pode-se observar o acesso livre de obstáculos, espaço para cadeira de rodas na plateia e a existência de cadeiras especiais para pessoas maiores. Todavia, em nenhum deles há condições do cadeirante acessar os patamares elevados, na frente dos auditórios, onde ocorrem as apresentações, já que seu acesso só pode ser feito pelos degraus e não há rampa.

7 - Mobiliário

7.1. Bebedouros

Os bebedouros estão disponíveis nos corredores dos andares e são do tipo garrafão. Sua localização e altura permitem o acesso universal.

7.2. Impressoras

As impressoras também estão disponíveis nos corredores dos andares, permitindo o acesso universal.

7.3. Balcão de Atendimento

O balcão de atendimento ao público, localizado na recepção do piso térreo, possui rebaixamento com 80 centímetros de altura e atende ao que é estabelecido na norma, sendo a altura máxima admissível de 90 centímetros.

Todavia, não há recepcionistas treinadas em LIBRAS, o que impede a comunicação de pessoas surdas nesta língua, algo que é exigido por lei.

7.4. Caixas de movimentação bancária

O edifício conta com diversos caixas eletrônicos, de diversos bancos. Todavia, nenhum deles é acessível. A altura desses equipamentos mede 1,08 metros.

7.5. Cadeira de rodas

Duas cadeiras de rodas estão disponíveis no edifício, caso algum usuário necessite. Elas ficam localizadas junto à brigada de incêndio e são oferecidas mediante solicitação.

Conclusões

Do exposto, pode-se observar que a unidade auditada adotou diversas providências no sentido de prover suas dependências de condições de acessibilidade, embora ainda careça da instauração de uma política formal que trate do tema.

Uma barreira constatada diz respeito ao fato de que os funcionários, tanto no balcão da recepção quanto no atendimento de protocolo e na biblioteca, não estão preparados para prestar informações e eventualmente auxiliar a pessoa com deficiência. Esses profissionais, que lidam diretamente com o público, são a primeira referência quando do acesso ao edifício e devem ser capacitados para, por exemplo, prestar informações básicas na Língua Brasileira de Sinais (LIBRAS), auxiliar de forma correta a pessoa cega no trajeto dentro do edifício, ter conhecimento básico sobre as normas de acessibilidade, etc.

É importante registrar que a elaboração de uma política de acessibilidade é ação que prescinde de recursos orçamentários, dependendo somente do comprometimento da alta administração do MME para realização de um plano de atuação e capacitação de seus servidores, como a promoção de palestras, vivências e divulgação de informações na intranet.

Finalmente, a título de sugestão, o Ministério deveria avaliar a adoção de uma política inclusiva que estabelecesse prioridade de contratação de pessoas com deficiência para vagas de terceirizados e estagiários.

4.2 PROCESSOS LICITATÓRIOS

4.2.1 OPORTUNIDADE DA LICITAÇÃO

4.2.1.1 INFORMAÇÃO

Avaliação da regularidade dos processos licitatórios e das contratações e aquisições feitas por inexigibilidade e dispensa de licitação.

Fato



Durante a análise de amostra composta por dez processos licitatórios, totalizando o valor de R\$ 8.783.553,70, observou-se que os procedimentos adotados estavam compatíveis com a legislação aplicável e orientações emanadas pelos órgãos de controle, inclusive no que concerne aos processos de dispensa e inexigibilidade de licitação. A amostra foi constituída dos seguintes processos:

Quadro 24: Amostra de processos licitatórios

Número do Processo/Contrato	Modalidade de Licitação	Objeto	Valor (R\$)
48000.002379/2014-22 (CRT 01/2015 MME)	DISPENSA	Mídia Impressa e Digital	165.805,10
48000.000746/2015-34 (CRT 13/2015 MME)	DISPENSA	Fornecimento de Energia Elétrica	1.703.999,90
48000.001251/2015-22 (CRT 29/2015 MME)	INEXIGIBILIDADE	Informações Econômico Financeiras	28.800,00
48000.000929/2015-51 (CRT 30/2015)	PREGÃO ELETRÔNICO	Serviço de Recepção	1.525.159,00
48000.000855/2015-28 (CRT 19/2015 MME)	PREGÃO ELETRÔNICO	Serviço de Limpeza	1.412.167,80
48000.001011/2015-28 (CRT 25/2015 MME)	PREGÃO ELETRÔNICO SRP	Segurança de Redes	1.358.000,00
48000.000936/2015-51 (CRT 17/2015)	PREGÃO ELETRÔNICO SRP	Outsourcing de Impressão	981.233,90
48000.001063/2015-11 (CRT 24/2015 MME)	ADESÃO A ATA Comando da Aeronáutica	Material Permanente (mobiliário)	274.544,00
48000.002066/2014-74 (CRT 7/2015)	PREGÃO ELETRÔNICO SRP	Ampliação e Atualização Tecnológica, bem como Garantia e Manutenção da Planta de Comunicações Unificadas	1.182.950,00
48000.000561/2015-21	ADESÃO A ATA BGP	Material Permanente (mobiliário)	150.894,00
---	---	TOTAL	8.783.553,70

Fonte: Equipe pela equipe de auditoria, a partir de dados extraídos do SIASG.

