



Enap

Escola Nacional de Administração Pública
Diretoria de Formação Profissional
Coordenação-Geral de Especialização



Rogério Guedes da Silva

**AVALIAÇÃO DA POSSIBILIDADE DE APRIMORAMENTO DA POLÍTICA DE
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Brasília – DF
Agosto/2016

The logo for Enap (Escola Nacional de Administração Pública) consists of the word "Enap" in white, bold, sans-serif font, centered within a solid red rectangular background.

Escola Nacional de Administração Pública

Diretoria de Formação Profissional
Coordenação-Geral de Especialização

Rogério Guedes da Silva

**AVALIAÇÃO DA POSSIBILIDADE DE APRIMORAMENTO DA POLÍTICA DE
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Trabalho de conclusão de curso apresentado
como parte dos requisitos para obtenção do
título de especialista em Gestão Pública.

Orientador: MSc. João Paulo de Resende.

Brasília – DF
Agosto/2016

Agradecimentos

Agradeço a Deus pelo dom da vida, a minha família pelo enorme apoio, ao orientador e aos colegas do trabalho, especialmente a engenheira Vânia Maria Ferreira, do Departamento de Planejamento Energético do Ministério de Minas e Energia, por disponibilizar as bases de dados das simulações NEWAVE do parque termelétrico brasileiro.

Agradeço também à ENAP pelo empenho na realização deste curso.

AVALIAÇÃO DA POSSIBILIDADE DE APRIMORAMENTO DA POLÍTICA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Autor: Rogério Guedes da Silva
Ministério de Minas e Energia

Setor Elétrico; Geração Hidrelétrica; Geração Termelétrica; Geração Eólica; Tarifa de Energia Elétrica; Energia de Reserva; Mudanças Climáticas.

Este trabalho tem por objetivo avaliar a política de geração de energia elétrica no país, em decorrência do intenso acionamento de termelétricas verificado de 2013 a 2015.

A avaliação desta pesquisa aplicada, utilizando análises quantitativa e qualitativa, indica que dois objetivos do marco regulatório não estão sendo plenamente atendidos. Assim, foi desenvolvida proposta de aprimoramento desta política, considerando hipótese de que o deslocamento de termelétricas com custo operativo elevado para reserva do sistema, pela entrada de novas usinas de menor custo, poderia mitigar: tarifas cobradas dos consumidores cativos das concessionárias de distribuição; e encargos de segurança energética, pagos por diversos agentes.

A proposta analisou aspectos técnicos, regulatórios e econômicos, e apoio político dos atores, com resultados bastante satisfatórios, inclusive ambientais. De 2013 a 2015 haveria um custo evitado da ordem de R\$ 18 bilhões. Se fosse considerada a influência do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), o benefício seria ainda significativo.

Por fim, foram recomendados estudos complementares.

1. Introdução

O setor elétrico é fundamental para movimentar a economia do país, trazer bem-estar às pessoas, dentre outros benefícios. Portanto, a política pública para esse setor deve ser muito bem formulada, implementada e avaliada.

Esse setor possui as seguintes atividades principais: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

O presente trabalho pretende avaliar a política de geração de energia elétrica, tendo sido motivado pelo expressivo aumento dos custos de produção de energia elétrica ocorrido em função do intenso acionamento de usinas termelétricas no período de 2013 e 2015, quando o Brasil passou por dificuldades referentes à segurança do fornecimento de energia elétrica.

Em parte, como consequência desse elevado acionamento de usinas termelétricas, a partir de 2015, as tarifas de energia elétrica dos consumidores cativos das concessionárias de distribuição de energia elétrica tiveram grandes aumentos. Antes disso, o aumento das tarifas havia sido represado por meio de aportes do Tesouro Nacional e de empréstimos contraídos pelas concessionárias de distribuição, a serem pagos pelos seus consumidores. Cabe registrar que essas usinas também impactaram os Encargos de Serviços de Sistema (ESS).

O presente trabalho, após efetuar a descrição do cenário real do sistema de geração brasileiro até meados de 2016, promoveu uma avaliação da política de geração, visando identificar algum aprimoramento capaz de promover, simultaneamente, modicidade tarifária e garantia segurança do suprimento de energia elétrica, objetivos desta política contidas no marco regulatório.

Para tanto, foram realizadas simulações do parque gerador do SIN na configuração do Programa Mensal da Operação Eletroenergética (PMO), de julho de 2015, e de dezembro de 2012, editadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), considerando um grupo de usinas selecionadas por meio de oito critérios, construídos neste trabalho com o objetivo de identificar o grupo de termelétricas que produzissem o maior benefício econômico-ambiental, quando deslocadas para a reserva do sistema elétrico. Para exemplificar esses critérios, foram excluídas dos estudos as usinas nucleares, de fonte biomassa, com baixo custo operativo etc.

No período de 2013 a 2015, foram comparadas as simulações com as produções de energia efetivamente realizadas a partir dos dados disponíveis pelo ONS.

Segundo a hipótese deste trabalho, o deslocamento das usinas termelétricas de custo elevado de operação para a condição de reserva do sistema, promovido pela entrada de novas usinas de menor custo, poderia mitigar as tarifas pagas por consumidores cativos supridos

pelas concessionárias de distribuição. Tal afirmação parece um tanto lógica, porém há que se perceber que esse deslocamento não altera o pagamento dos custos fixos das respectivas usinas a serem arcados pelos consumidores, como será explicado neste trabalho.

A comprovação ou não desta hipótese passa pelo melhor entendimento sobre o setor de energia elétrica, seus conceitos e em especial a operação e a contratação de energia elétrica vinculadas às usinas termelétricas, pontos abordados neste trabalho. Interessante observar que as regras desse setor estão estabelecidas na legislação (Leis, Decretos, Portarias, Resoluções). Por isso, alguns dispositivos serão referenciados para melhor compreensão do assunto.

Foi proposto o exercício de inclusão de um conjunto de novas usinas imediatamente anterior ao ano de 2013, visando avaliar quais teriam sido os efeitos na geração térmica do período de 2013 a 2015. Os resultados foram avaliados nos aspectos técnicos, regulatórios, econômicos e quanto ao apoio político, com frutos bastante significativos, especialmente para implementação da proposta sob o conceito de Energia de Reserva.

Por fim, foram recomendados estudos complementares para comprovar a viabilidade da proposta deste trabalho, assim como para identificar eventuais ajustes necessários.

2. O Setor Elétrico

Segundo XUN (2014, p. 14), os gestores públicos devem estar familiarizados com a natureza e o funcionamento do processo de políticas para que possam ser capazes de elaborar estratégias eficazes para influenciar sua direção e garantir que resulte num conjunto integrado de resultados. Obviamente, o sucesso da gestão pública também passa pelo conhecimento da área de atuação.

Assim, seguem importantes informações sobre o setor elétrico, de forma a tornar a avaliação da política de geração mais compreensível.

2.1. Visão Geral

A figura a seguir, obtida do sítio eletrônico da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), ilustra o caminho percorrido pela energia elétrica desde sua produção, passando pelas redes de transporte até chegar aos locais de consumo.



Figura 1. Visão Geral do Setor Elétrico.
Fonte: ABRADEE.

Com relação à geração, a energia elétrica pode ser produzida por diversas fontes, dentre elas, hidráulica, gás natural, biomassa, solar, carvão, óleo combustível, diesel etc., cada qual com suas vantagens e desvantagens.

No segmento de transporte, existe distinção entre redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. O primeiro possui a responsabilidade em transportar a energia produzida pelas usinas até próximo dos centros de consumo. Desse ponto, a energia elétrica segue pelas redes de distribuição até os consumidores finais.

Observa-se que foi utilizado um modelo ideal para facilitar a compreensão dos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. No entanto, deve-se mencionar a existência de diversas particularidades, tais como: grandes consumidores podem receber energia elétrica diretamente das redes de transmissão; e consumidores podem instalar unidades geradoras para suprimento próprio. Obviamente, esses temas foram normatizados e regulamentados, sendo um processo contínuo de aprimoramento da política pública.

Os investimentos e os custos da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são pagos por meio de tarifas e encargos cobradas dos usuários dessas estruturas.

No caso dos consumidores cativos das concessionárias de distribuição de energia elétrica, as tarifas apresentam a seguinte composição, conforme consta na Cartilha “Perguntas e Respostas sobre Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica” (p. 4), elaborada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL):

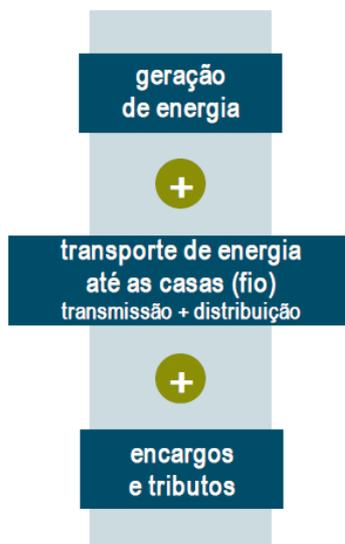


Figura 2. Custos Embutidos nas Tarifas de Energia (consumidores cativos).
Fonte: ANEEL.

A geração de energia elétrica é reconhecida como custo não gerenciável por parte das concessionárias de distribuição, sendo repassado diretamente aos consumidores.

2.2. Estrutura Institucional

Existe uma estrutura institucional específica para tratar do setor elétrico. Tal estrutura está apresentada na figura a seguir, obtida do Relatório de Gestão da Agência Nacional de Energia Elétrica (2011, p. 28).

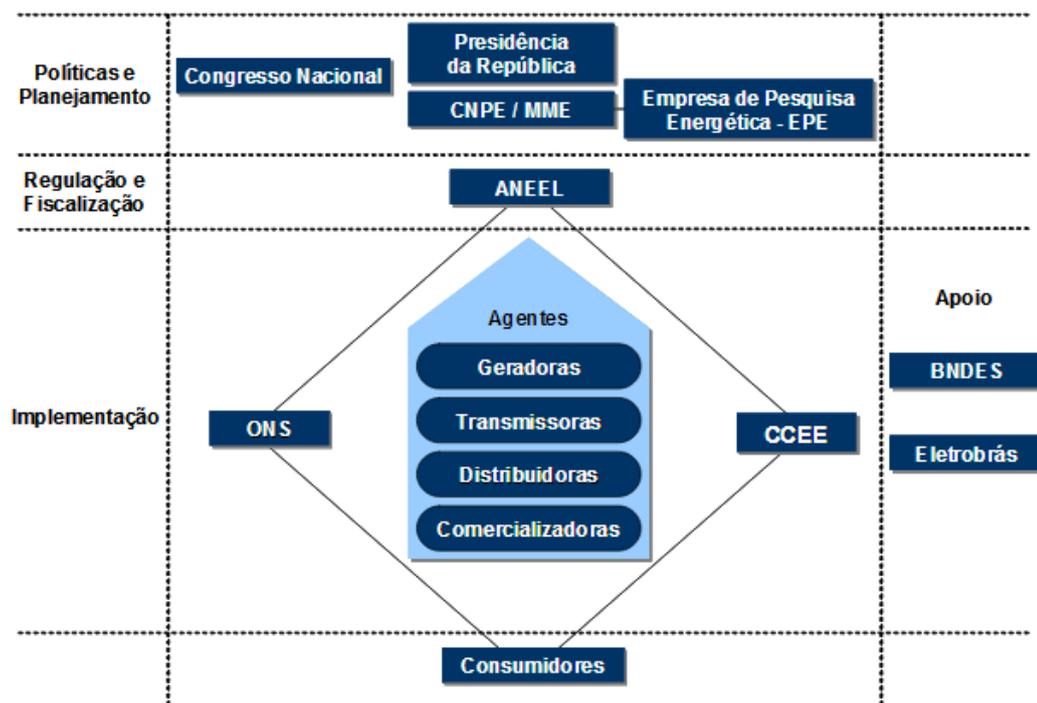


Figura 3. Estrutura Institucional do Setor Elétrico.
Fonte: ANEEL.

Dessa estrutura institucional, destacam-se os seguintes atores:

- **Ministério de Minas e Energia (MME)**
Criado pela Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960, regulamentada pelo Decreto nº 7.798, de 12 de setembro de 2012, sendo o órgão responsável pela condução das políticas energéticas do país.
- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**
Criada pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004, tendo por objetivo prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor.
- **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**
Criada pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, regulamentada pelo Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, para realizar a regulação e fiscalização do setor elétrico.
- **Operador Nacional de Energia Elétrica (ONS)**
Criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentado pelo Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, para realizar a coordenação e o controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN).

- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**

Criada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, tendo por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN.

2.3. Conceituação de Termos Técnicos

A fim de facilitar a compreensão deste artigo, apresenta-se uma lista de definições importantes, com a respectiva indicação da fonte (grifo nosso):

Consumidor Cativo: Consumidor ao qual só é permitido comprar energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante, e, por isso, não participa do mercado livre e é atendido sob condições reguladas. O mesmo que consumidor não livre, não optante ou regulado. Item 2.79, Módulo 1 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST (2016, p. 27).

Consumidor Livre: Aquele que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica na modalidade de contratação livre, conforme disposto nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Item 2.82, Módulo 1 do PRODIST (2016, p. 27).

Custo Variável Unitário (CVU): É o valor do custo variável, para cada MWh gerado pela usina, expresso em R\$/MWh, informado pelo agente gerador, necessário para cobrir todos os custos de operação da usina, exceto os já cobertos pela receita fixa. Visão Geral das Operações na CCEE (2012, p. 35).

Encargos de Serviços de Sistema (ESS): Encargo setorial que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Visão Geral das Operações na CCEE (2012, p. 55).

Os encargos apurados mensalmente pela CCEE consistem basicamente em valores subdivididos em duas categorias principais, dentro dos Encargos de

Serviços de Sistema (ESS), de acordo com as formas de rateio e alívio destes montantes determinadas pelo poder concedente.

Os encargos rateados entre os agentes na proporção da sua energia comercializada nos últimos 12 meses são denominados Encargos de Segurança Energética e são gerados devido ao despacho extraordinário de recursos energéticos adicionais por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, com o objetivo de garantir o suprimento energético. Os demais Encargos de Serviços de Sistema são rateados pelos agentes de consumo e possuem direito a alívio retroativo. Regras de Comercialização da CCEE - Encargos (2015, p. 4).

Energia Armazenada (EAR): Energia elétrica associada ao volume armazenado em um reservatório, para cujo cálculo se considera a produtividade do reservatório e das demais usinas hidroelétricas a jusante, descontando-se o volume morto. Item 153, Procedimentos de Rede do ONS - Submódulo 20.1 (2009, p. 20).

Energia de Reserva: Energia destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim. Artigo 1º, § 1º, do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008.

Garantia Física (ou Energia Assegurada): Quantidade máxima de energia que as usinas hidrelétricas, termelétricas e projetos de importação de energia podem comercializar, conforme estabelecido na Lei nº 10.848/2004 e regulamentada pelo art. 2º do Decreto nº 5.163/2004. Visão Geral das Operações na CCEE (2012, p. 15 e p. 43).

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). Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (2014, p. 95).

Inflexibilidade de Geração de Usinas Termoelétricas. Valor de despacho obrigatório pelo ONS de uma usina termoelétrica, declarado pelo agente proprietário para atender requisitos deste. Item 210, Procedimentos de Rede do ONS - Submódulo 20.1 (2009, p. 24).

Mercado de Curto Prazo: Segmento da CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes. Não existem contratos, ocorrendo a contratação multilateral, conforme as Regras de Comercialização. Página Eletrônica da CCEE sobre Comercialização.

Ordem de Mérito: O despacho das usinas realizado pelo ONS é definido pela geração de menor custo, com vistas à otimização dos recursos eletroenergéticos para atendimento aos requisitos de carga, considerando as condições técnicas e econômicas do SIN. Visão Geral das Operações na CCEE (2012, p. 34).

Preço de Liquidação de Diferenças (PLD): preço a ser divulgado pela CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, vigente para cada período de apuração e para cada submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no mercado de curto prazo. Visão Geral das Operações na CCEE (2012, p. 12).

Sistema Interligado Nacional (SIN): Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país, interligadas eletricamente. Diz-se também sistema elétrico interligado ou sistema interligado. Item 2.375, Módulo 1 do PRODIST (2016, p. 56).

Custo Marginal de Operação: Custo para se produzir o próximo MWh necessário ao sistema elétrico. Visão Geral das Operações na CCEE (2012, p. 21).

3. Informações Preliminares para a Avaliação

Segundo XUN, no “Guia de Políticas Públicas: Gerenciando Processos” (2014, p. 18 e p. 21), a avaliação é uma das etapas do processo de políticas públicas, juntamente com a definição de agendas, o desenvolvimento de alternativas, a tomada de decisão e a implementação de decisões.

XUN (2014, p. 24) esclarece ainda que “A avaliação de políticas públicas é uma atividade fundamental, pois envolve a avaliação do grau em que uma política pública está atingindo os seus objetivos e, se não estiver, o que pode ser feito para melhorá-la”.

Acrescenta o mencionado autor que, embora um estudo da causa do problema não seja o propósito da formulação de políticas públicas, ele não pode ser evitado, pois permite avaliar, dentre as alternativas, qual tem mais chance de funcionar (2014, p. 65).

Como resultado da avaliação há contribuições para a criação de políticas públicas, pois, segundo o referido Guia (2014, p. 118):

- sintetiza o que se sabe sobre um problema e a solução proposta de política pública ou programa;
- desmitifica a sabedoria convencional ou mitos populares relacionados com o problema ou suas soluções;
- desenvolve novas informações sobre a eficácia do programa ou da política pública;
- explica aos atores da política pública as implicações das novas informações obtidas por intermédio da avaliação.

Neste artigo promove-se a avaliação de eficiência da política de geração, que se baseia em avaliar os custos dessa política e julgar se a mesma quantidade e qualidade de produtos poderiam ser alcançadas de forma mais eficiente, ou seja, a um custo menor, conforme consta no Guia de Políticas Públicas (2014, p. 121).

Para tanto serão apresentados os objetivos dessa política, a situação da geração experimentada nos últimos anos, além de outros aspectos técnicos relacionados à contratação e operação das usinas termelétricas, como informações básicas necessárias para a efetiva avaliação pretendida.

3.1. Objetivos da Política de Geração

A política de geração de energia elétrica considera os principais objetivos do setor elétrico, descritos a seguir, conforme consta da cartilha elaborada pelo Ministério de Minas e Energia (2003, p. 3, grifo do autor):

- promover a **modicidade tarifária**, que é fator essencial para o atendimento da função social da energia e que concorre para a melhoria da competitividade da economia;
- garantir a **segurança do suprimento** de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável;
- assegurar a **estabilidade do marco regulatório**, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema; e
- promover a **inserção social** por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento.

Dando um enfoque nos dois primeiros objetivos, conforme consta na matéria intitulada “O Setor Elétrico” disponível no sítio eletrônico do ONS, o novo modelo prevê um conjunto de medidas a serem observadas pelos agentes setoriais, como a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das concessionárias de distribuição, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento.

A referida matéria informa ainda que, em termos de modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição no ambiente regulado por meio de leilões, observando o critério de menor tarifa, com o objetivo de reduzir o custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para as tarifas dos consumidores cativos.

Como será apresentado na seção seguinte, esses dois primeiros objetivos do marco regulatório foram fortemente ameaçados nos últimos anos, cujas causas não estão totalmente determinadas em função da complexidade do tema, exigindo novos estudos.

3.2. Situação da Geração Elétrica

Nos últimos anos, o Brasil passou a sofrer mais com a escassez de chuvas, conforme relata a matéria “Crise hídrica: falta d’água chega ao Sudeste; como tudo começou?”, de 2 de fevereiro de 2015, disponível na página eletrônica da Câmara dos Deputados:

Nos últimos anos, alterações no regime de chuva levaram as regiões mais populosas do Brasil, sobretudo o Sudeste, a também conviver com o drama da seca. Os cientistas ainda se dividem entre os que atribuem essas alterações à variabilidade climática de caráter cíclico, ou seja, que acontece naturalmente em décadas ou até em séculos; ou às chamadas "mudanças climáticas" influenciadas pela ação predatória do homem sobre o planeta, gerando o aquecimento global.

No entanto, não há dúvidas quanto aos efeitos negativos do desmatamento, da ocupação desordenada das cidades, da poluição dos rios e da falta de planejamento hídrico no país. Em São Paulo, por exemplo, a chuva até que apareceu com força no início do ano, mas caiu longe dos reservatórios: desabou em cima da cidade impermeabilizada pelo asfalto e pelo concreto dos arranha-céus.

Sobre a questão das mudanças climáticas cabe mencionar os resultados dos estudos realizados pelo Grupo de Trabalho II do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC), descritos no “Sumário para os Tomadores de Decisão Impactos, Adaptação e Vulnerabilidade do Quinto Relatório de Avaliação”, que constataram, com grau de confiança média, o seguinte: “Em muitas regiões, a mudança de precipitação ou derretimento de neve e gelo estão alterando os sistemas hidrológicos, afetando os recursos hídricos em termos de quantidade e qualidade” (2014, p. 11).

Adicionalmente, de acordo com esse Sumário, “Em regiões atualmente secas, a frequência das secas provavelmente vai aumentar até o final do século 21 sob o cenário RCP8.5 (média confiança). Em contraste, os recursos hídricos deverão aumentar em altas latitudes (evidências robustas, alta concordância)” (2014, p. 21 e p. 22). O cenário RCP8.5 é de alta emissão de dióxido de carbono, cuja concentração na atmosfera, segundo o IPCC, tem relação com as mudanças climáticas.

Apesar das incertezas sobre o assunto, o Brasil deve estar preparado, ainda que em parte, para as projeções indicadas nos recentes estudos do IPCC, de modo a salvaguardar a sociedade. Isto enseja a adoção de políticas públicas setoriais muito bem elaboradas.

No setor elétrico, por exemplo, a escassez de chuvas nas regiões que suprem os reservatórios das usinas hidrelétricas faz com que as usinas termelétricas (UTE) precisem ser mais intensamente acionadas. Salvo exceções, as UTE não são planejadas para a operação contínua, por terem custo de produção mais elevado do que os demais tipos de usinas.

No Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro, elaborado pelo MME (jun. 2014, p. 3), é possível verificar a precipitação acumulada de julho de 2012 a junho de 2014 nas principais bacias de interesse para o setor elétrico, referenciadas à média histórica, conforme apresentado na figura seguinte.

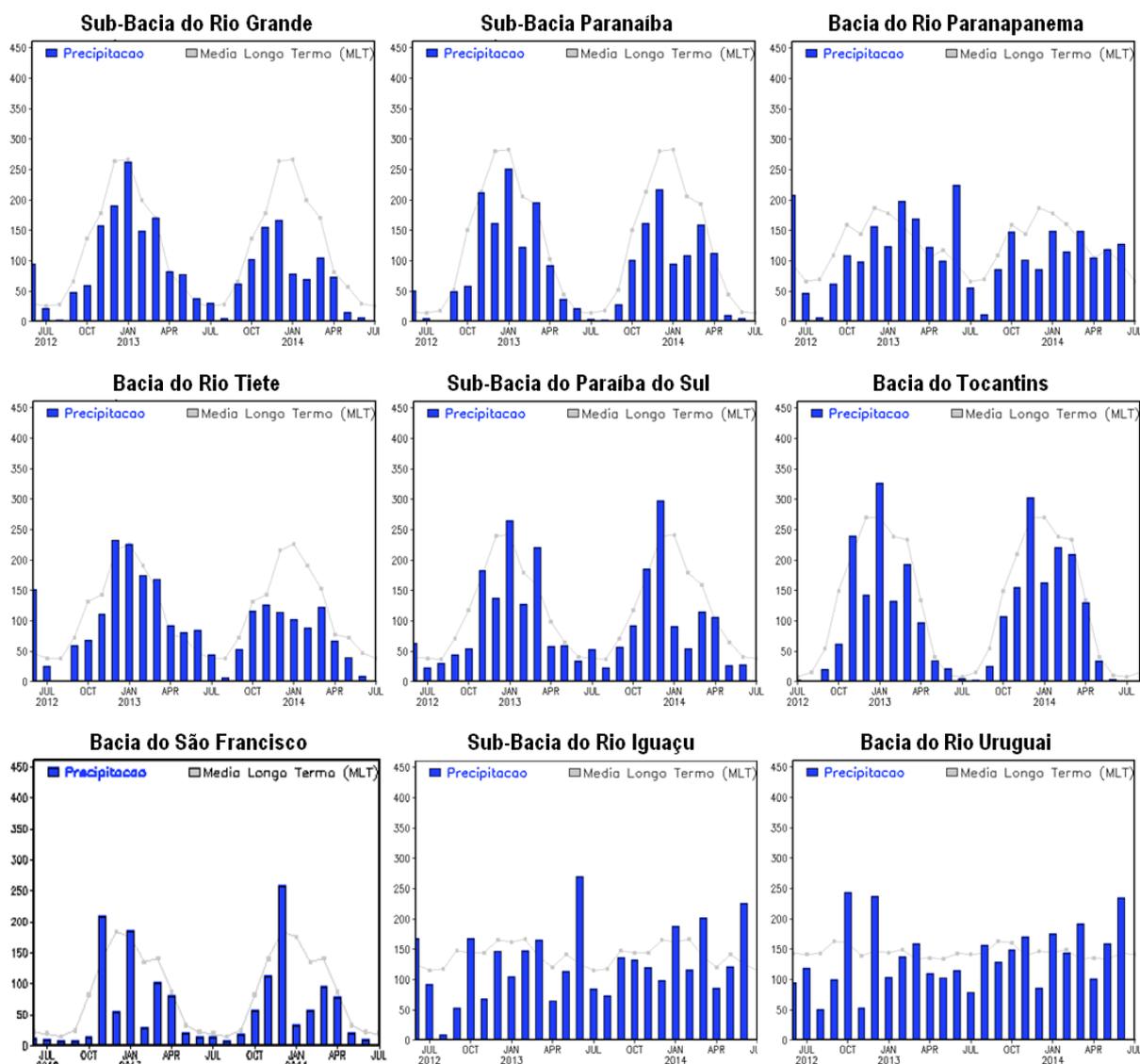


Figura 4. Precipitação acumulada nas principais bacias do setor elétrico (julho/2012 a junho/2014).
Fonte: CPTEC/MME.

Observa-se que o volume de precipitações nesse período, de um modo geral, foi inferior à Média de Longo Termo (trajetória mais clara) esperada para essas Bacias, fato que, dentre outros fatores, contribuiu para o esvaziamento dos reservatórios do país.

A Figura 5, obtida do mencionado Boletim (jun. 2016, p. 7), mostra as trajetórias dos percentuais de Energia Armazenada (EAR) registradas, de 2012 a 2016 (parte), no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que é considerado o pulmão do sistema elétrico por representar aproximadamente 70% do seu armazenamento total.

Para se evitar o desabastecimento de energia elétrica ou a decretação de racionamento de energia elétrica, houve a necessidade de acionamento intenso das UTE, inclusive das usinas com maiores custos, entre 2013 e 2015.

Deve-se recordar que entre 2001 e 2002, o Brasil passou pelo drama de racionamento de energia elétrica que trouxe grandes prejuízos à atividade econômica do país e insatisfação da sociedade. A reincidência desse problema em 2014 seria ainda mais danosa ao país em função da realização da Copa do Mundo de Futebol e das Eleições Presidenciais.

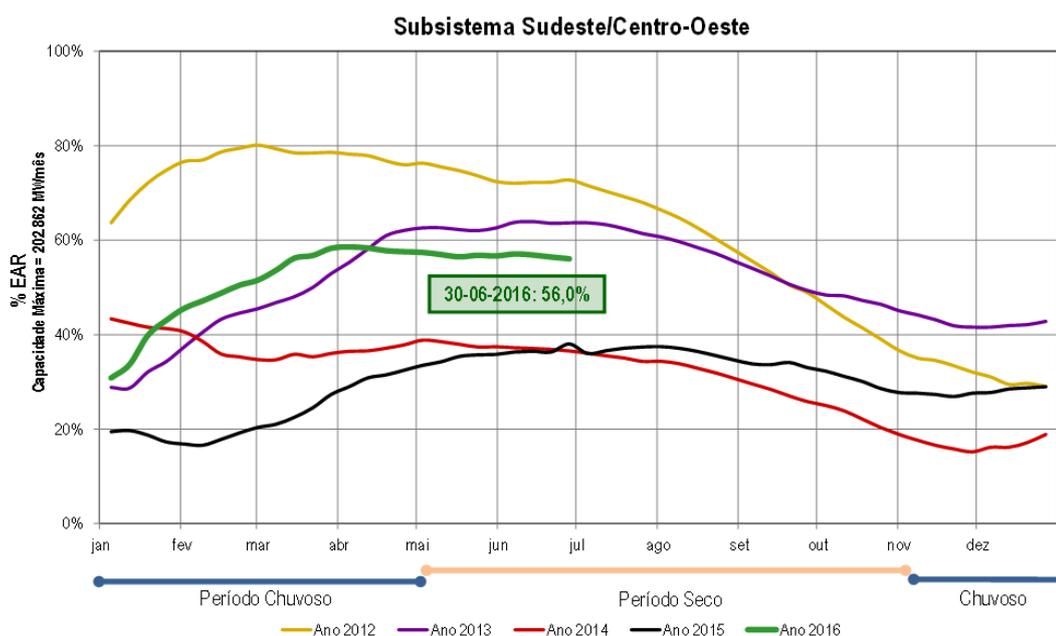


Figura 5. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.
Fonte: MME.

A trajetória verde dessa figura representa os percentuais de armazenamento de energia registrados em 2016 no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. De janeiro a abril, observa-se uma recuperação dos reservatórios que também se deve à redução do consumo de energia elétrica, fruto da grave crise econômica-política que o país atravessa e também do forte aumento das

tarifas de energia elétrica promovido a partir de 2015 para cobrir os custos da operação intensa das termelétricas. No entanto, verifica-se que os dados de maio e de junho estão piores que os registrados em 2013, situação que merece atenção das autoridades competentes.

Para corroborar com a recomendação de atenção, há que se recordar o comportamento dos percentuais de EAR verificados no ano de 2012; em 1º de janeiro foi registrado o maior nível de armazenamento dos últimos 16 anos (desde 1997), porém o ano terminou com o pior armazenamento dos últimos 12 anos (desde 2000), conforme mostram as Figuras 6 a 8, obtidas do Boletim Energy Report, elaborado pela PSR (2013, p. 2 a p. 4).

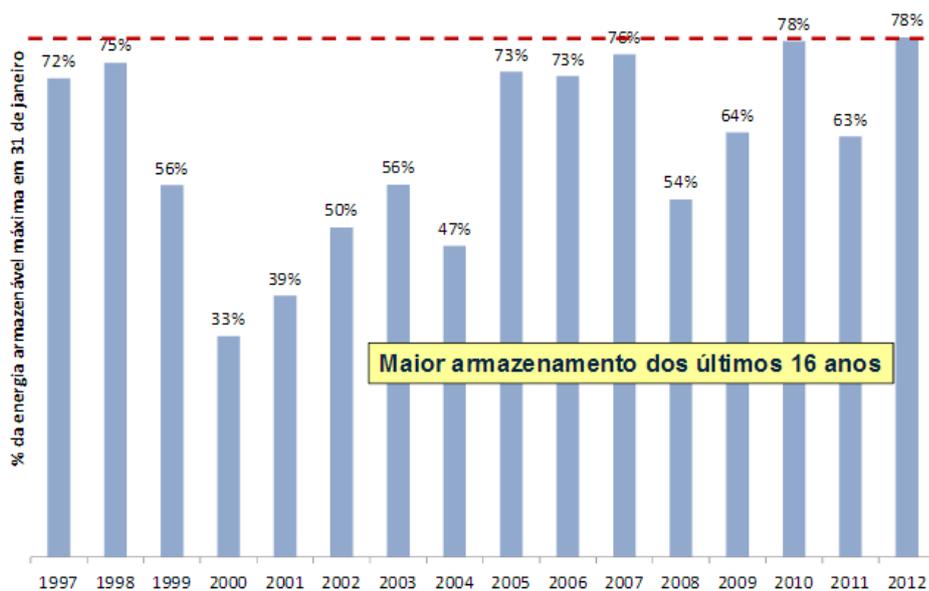


Figura 6 - Energia Armazenada Total do SIN em 1º de janeiro (1997-2012).

Fonte: PSR.

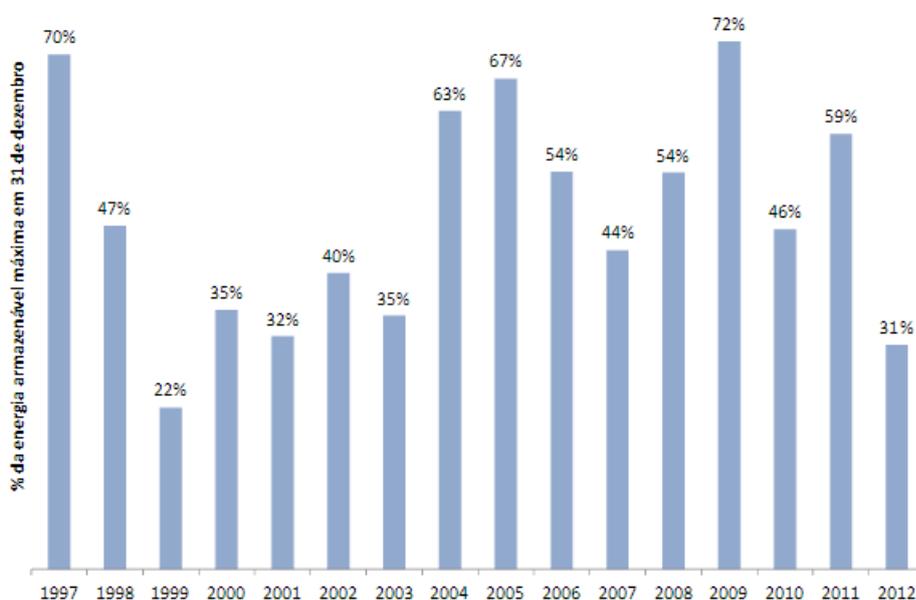


Figura 7 - Energia Armazenada Total do SIN em 31 de dezembro (1997-2012).

Fonte: PSR.

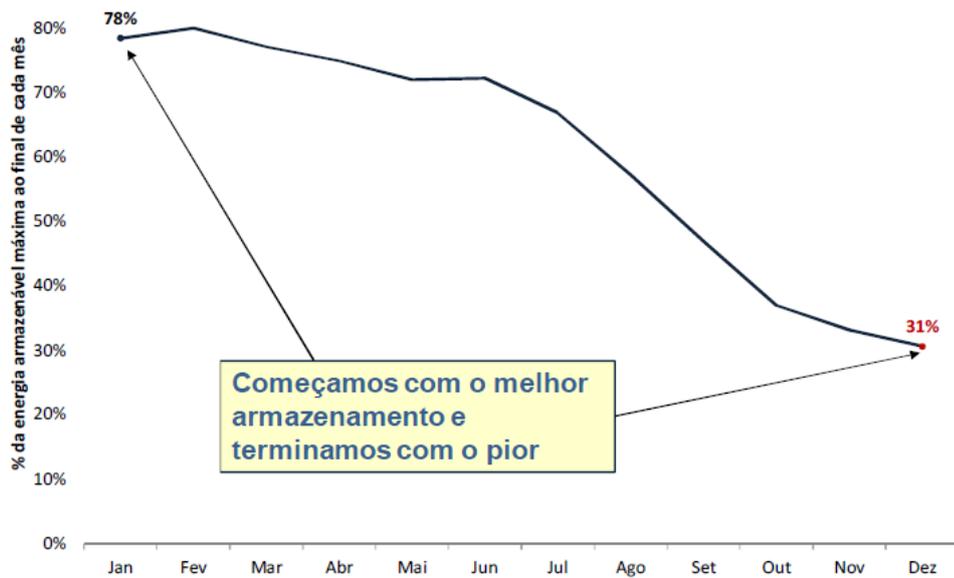


Figura 8 - Armazenamento do SIN (ano de 2012).
 Fonte: PSR.

Tal fato deveu-se a vários fatores, dentre eles, pode estar os impactos das mudanças climáticas, conforme estudos comentados do IPCC.

Outro fator que merece destaque é a redução da capacidade de armazenamento de água dos reservatórios do SIN, visto que as usinas que vêm entrando no sistema são a fio d'água, como pode ser observado na figura a seguir, obtida da apresentação do ONS, com o título “Condições de Atendimento ao Sistema Interligado Nacional – SIN 2013 - 2017” (p. 15), realizada na 26ª Reunião do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), de 25 de junho de 2013.

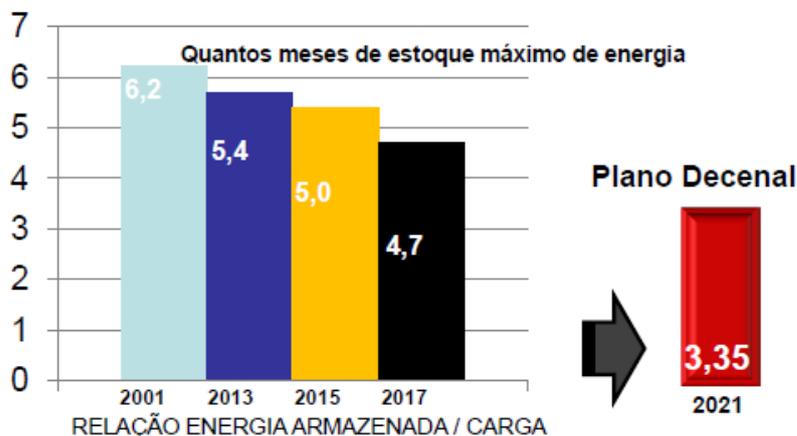


Figura 9 - Redução Gradativa da Regularização Plurianual.
 Fonte: MME/EPE.

Cabe esclarecer que existem outros três Subsistemas no país e que, segundo o citado Boletim de Monitoramento (jun. 2016, p. 7 e p. 8), os seus reservatórios de água registraram os seguintes valores de EAR no final de junho de 2016:

- a) Nordeste => 27% (em 2015 estava em 26%);
- b) Norte-Interligado => 60% (em 2015 estava em 80%); e
- c) Sul => 88% (em 2015 estava em 63%).

Cabe observar que os reservatórios dos Subsistemas Nordeste e Norte-Interligado já haviam apresentado um comportamento temeroso em 2015.

Adicionalmente, espera-se que o país consiga vencer a crise econômica pela qual atravessa de modo que os setores econômicos voltem a crescer, a gerar empregos e renda, situação que poderá exigir ainda mais dos reservatórios do sistema elétrico. Nesse cenário, a garantia do fornecimento de energia elétrica adequada e a preços mais favoráveis será de grande importância ao país, aspectos que contribuem na justificação deste trabalho.

Retomando o assunto, tendo em vista o intenso acionamento das UTE a partir de 2013, o Governo Federal buscou formas de não repassar imediatamente os custos dessa produção às tarifas de energia elétrica cobradas dos consumidores cativos supridos pelas concessionárias de distribuição, utilizando, para tanto, recursos do Tesouro Nacional, por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e empréstimos contraídos pelas concessionárias de distribuição, por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A partir de 2015, os custos decorrentes do intenso acionamento das termelétricas passaram a ser transferidos das concessionárias de distribuição aos consumidores, por meio dos reajustes e revisões tarifárias previstos nos contratos de concessão, sem qualquer novo atenuante. Essa política buscou empreender o denominado “realismo tarifário”, até porque não havia mais recursos disponíveis no Tesouro Nacional.

Os reflexos do aumento tarifário, a retração das atividades econômicas e a migração de consumidores do ambiente regulado para o ambiente livre de contratação de energia elétrica fizeram com que as concessionárias de distribuição de energia elétrica ficassem com nível de contratação de energia elétrica acima do permitido para repasse aos consumidores.

Sobre este assunto, devem ser destacados os esclarecimentos feitos por meio da notícia vinculada pelo Jornal Valor Econômico, em 2 de junho de 2016, elaborada pela Presidente Executiva da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), Elbia Melo.

[...] é necessário entender que o que existe é uma sobra contratual, não uma sobra de garantia física. Trocando em miúdos: temos uma sobra na teoria e no papel, mas na prática e do ponto de vista operativo, ela foi superestimada e, além disso, rapidamente desapareceria num cenário hidrológico ruim e/ou de mínima retomada econômica.

Tal entendimento também ratifica a importância em proceder a avaliação da política de geração, objeto deste trabalho.

3.3. As Formas de Contratação de Usinas Termelétricas

Dando seguimento à avaliação da política de geração, há que se entender como ocorre a contratação de usinas termelétricas.

De acordo com a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, regulamentado pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, no sistema elétrico brasileiro existem dois ambientes de comercialização de energia elétrica denominados Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Conforme estabelece o art. 1º, § 2º, do Decreto nº 5.163/2004, o ACR é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores (titulares de concessão, autorização do poder concedente para gerar energia elétrica) e agentes compradores (concessionárias de distribuição de energia elétrica), precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei.

Ainda nos termos do referido regulamento, o ACL é o segmento do mercado no qual as operações de compra e venda de energia elétrica se realizam por meio de contratos bilaterais livremente negociados. A contratação nesse Ambiente, conforme dispõe o art. 47 do Decreto, pode envolver os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres.

Os vencedores dos leilões realizados no ACR para a contratação de energia elétrica advinda de novos empreendimentos de geração deverão celebrar contratos com todas as concessionárias de distribuição compradoras, nos termos do art. 27 do Decreto, com prazos de duração de no mínimo quinze e no máximo trinta anos, contados do início do suprimento de energia proveniente de novos empreendimentos. Tais contratos são denominados Contrato de

Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e podem ter uma das seguintes modalidades: quantidade de energia elétrica ou disponibilidade de energia elétrica.

Conforme consta no Caderno de Contratos, pertencente às Regras de Comercialização elaboradas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a modalidade de contratação por disponibilidade de energia aplica-se às usinas termelétricas (2016, p. 16). Tal fato deve-se ao elevado custo de operação que tais usinas costumam apresentar, salvo exceções, especialmente por conta do combustível, sendo mais interesse aos consumidores mantê-las desligadas no maior período possível.

Para melhor lidar com esse aspecto, na contratação por disponibilidade, os custos da usina são separados em duas parcelas: uma fixa e outra variável.

Segundo o Relatório nº EPE-DEE-RE-023/2005-R2 (2006, p. 6), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), os custos fixos (em R\$/ano) representam:

[...] a receita requerida pelo investidor de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a construção, e a remuneração do investimento, além de todos os custos fixos relativos à operação e manutenção da usina, tais como, o custo fixo de combustível associado ao nível de inflexibilidade operativa (“take or pay” e “ship or pay”), o custo de conexão à rede básica e tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD), etc.

Segundo o referido Relatório da EPE (2006, p. 10), o custo variável (mensal) de operação da usina termelétrica considera:

[...] o gasto adicional da usina, considerada como um todo, quando esta tiver que gerar acima de sua inflexibilidade declarada. Este gasto compreende o custo adicional do combustível propriamente dito e os custos incrementais de operação e manutenção.

Cabe esclarecer que os custos variáveis dependerão do montante de energia elétrica produzido pela usina termelétrica, que deverá ser multiplicado pelo custo unitário da produção. Tal custo unitário é denominado Custo Variável Unitário (CVU), definido pelo proprietário da usina, e informa o custo em reais para a produção de cada MWh.

Deve-se observar que no caso de determinada usina termelétrica não ser despachada (acionada) pelo ONS, a parcela referente ao seu custo variável será nula.

Na próxima seção, o aspecto operativo dessas usinas será tratado.

3.4. Operação de Usinas Termelétricas

Conforme dispõe o art. 13 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentado pelo Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, compete ao ONS a execução das atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do SIN.

A partir das simulações realizadas usando modelos computacionais específicos, o ONS determina quais usinas deverão ser despachadas. Tais usinas poderão ser despachadas por ordem de mérito, ou seja, acionando primeiramente as usinas de menor custo para o atendimento aos consumidores (carga), ou despachadas fora da ordem de mérito, em função de restrição no sistema ou por necessidade da manutenção da confiabilidade e da estabilidade desse sistema no atendimento à carga.

No caso de despacho por ordem de mérito, os custos variáveis das usinas termelétricas são repassados às respectivas concessionárias de distribuição que contrataram a energia elétrica desta usina, no leilão.

No caso do despacho extraordinário de recursos energéticos adicionais por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) com o objetivo de garantir o suprimento energético, os custos são pagos por meio dos Encargos de Serviços de Sistema (ESS), parcela Encargos de Segurança Energética, rateados entre os agentes na proporção da sua energia comercializada nos últimos 12 (doze) meses, conforme Regras de Comercialização da CCEE - Encargos (2015, p. 4).

Deve-se esclarecer que os ESS possuem outros dois tipos de parcelas (por restrição de operação e por serviços ancilares), cujos custos são rateados pelos agentes de consumo e não têm relação com avaliação da política ora em curso.

Este trabalho se baseia na hipótese de que os custos de geração termelétrica podem ser reduzidos a partir da implementação de novas usinas, com custos de operação mais baratos, de forma a deslocar para a reserva do SIN as UTE mais caras, minimizando seu acionamento.

A compreensão de quem arca com os custos variáveis é elemento importante para a avaliação da efetividade dessa proposta de aprimoramento da política de geração, visto que os beneficiários diretos pelo deslocamento das usinas termelétricas caras para a condição de reserva do sistema podem ser ou não os mesmos que deverão remunerar as usinas substitutas. Tal assunto será tratado oportunamente.

4. Metodologia

Trata-se de uma pesquisa aplicada, utilizando análises quantitativa e qualitativa para avaliação da política de geração e de eventual proposta de aprimoramento dessa política.

Essa avaliação em dados e informações disponíveis na rede mundial de computadores, disponibilizados pelas instituições que possuem a atribuição legal de planejamento, operação, comercialização, fiscalização (dos serviços) de energia elétrica, e de resultados de simulações computacionais do parque gerador termelétrico do país, considerando dois períodos: de 2016 a 2019 (futuro); e de 2013 a 2015 (passado).

Para fins de melhor desenvolver o trabalho de avaliação da política de geração foram desenvolvidos oito critérios para seleção de quais usinas termelétricas deveriam participar dos estudos. A condição básica é que todas as usinas deveriam ser despachadas pelo ONS.

Após a seleção das usinas, realizou-se a simulação do parque gerador utilizando a ferramenta computacional denominada NEWAVE.

No período de 2016 a 2019, o NEWAVE utilizou a configuração do PMO de julho de 2015, enquanto que no período de 2013 a 2015, adotou-se o PMO de dezembro de 2012.

Para o período de 2013 a 2015, os resultados da simulação foram comparados com os dados de despacho efetivamente realizados, disponíveis na página eletrônica do ONS, visando identificar eventuais desvios, que foram avaliados considerando os objetivos desta política pública.

Em função desses resultados, buscou-se avaliar quais seriam os resultados econômicos no período de 2013 a 2015, caso tivessem sido implantadas um determinado grupo de usinas no SIN, com baixo custo de operação, capazes de deslocar para a reserva usinas mais caras.

Para tanto, a geração termelétrica ocorrida no período 2013 a 2015 foi precificada a partir dos valores de CVU, obtidos dos Sumários Executivos do PMO, e da geração efetiva de cada usina. Tal montante foi comparado com o custo total de produção das usinas substitutas, estimado levando-se em conta os resultados dos leilões realizados no ACR, nesse período.

Tendo em vista as indicações positivas desses estudos, a proposta de aprimoramento da política de geração passou a ser melhor desenvolvida e avaliada, considerando, inclusive, aspectos técnicos e regulatórios.

Por fim, foi realizado um levantamento sobre os atores envolvidos com esta política, no que tange os interesses e motivações, recursos e possibilidades de ação, consequências da proposta, visando avaliar o ambiente político associada à proposta.

5. Simulação da Operação das Usinas Termelétricas

Foi mencionado anteriormente que o ONS se baseia nos resultados de simulações usando modelos computacionais específicos para determinar as usinas do SIN que devem ser despachadas (acionadas), dada a complexidade de informações para tal decisão. Dentre essas ferramentas computacionais encontra-se o NEWAVE, desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

Conforme consta no sítio eletrônico do CEPEL, o NEWAVE é um modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos interligados de longo e médio prazo, que tem por objetivo básico determinar, a cada mês, metas de geração para cada usina do sistema que atendam à demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. Assim, busca-se beneficiar os consumidores de energia elétrica e demais agentes setoriais que possam ser impactados pelo aumento de custos da geração de energia elétrica.

Desse modo, neste trabalho foram realizadas simulações operativas das termelétricas utilizando o NEWAVE.

Inicialmente, os estudos pretendiam considerar os resultados das simulações de geração térmica decorrentes da configuração do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDE). No entanto, posteriormente verificou-se que a configuração constante do Programa Mensal da Operação Eletroenergética (PMO), do ONS, apresenta informações mais precisas e atualizadas para um horizonte de cinco anos, sendo adotado como referência para este trabalho.

Para o período futuro (de 2016 a 2019), foi necessário usar o PMO de julho de 2015, considerando a versão 19 do NEWAVE, visto que as versões posteriores desta ferramenta computacional estavam gerando dados acima da capacidade de tratamento pelo Excel e Bloco de Notas.

Cabe registrar que as usinas são identificadas por um número de referência.

5.1. Critérios para Seleção das Usinas do Estudo

Foram definidos oito critérios com o objetivo de identificar quais usinas, do universo de todas despachadas pelo ONS, deveriam participar do estudo. Tais critérios encontram-se apresentados a seguir.

Simultaneamente à apresentação de cada critério consta sua aplicação, considerando a relação de usinas que fazem parte do PMO de julho/2015. Segundo o arquivo CLAST desse PMO, são 135 usinas termelétricas para despacho do ONS.

1º Critério:

Não considerar as usinas termonucleares (UTN), pois elas não são passíveis de serem deslocadas para a condição de reserva do SIN, sendo operadas em regime permanente.

APLICAÇÃO DO 1º CRITÉRIO UTN	
Nº	Denominação
1	ANGRA 1
13	ANGRA 2
44	ANGRA 3 (futura)

Tabela 1 - Usinas Enquadradas no 1º Critério.
Fonte: ONS.

2º Critério:

Entende-se que as usinas termelétricas (UTE) com combustível gás natural ou gás natural liquefeito (GNL) não devam ser deslocadas para a condição de reserva do SIN, visto ser a segunda principal fonte de energia (em regime permanente) para a segurança energética do sistema. No entanto, deve-se avaliar se existem benefícios na substituição de usinas com Custo Variável Unitário (CVU) elevado.

Assim, foi adotado como CVU elevado os valores acima de 400,00 R\$/MWh. Esta referência justifica-se em virtude de existirem empreendedores de novas usinas dispostos a produzir energia elétrica por um valor bem mais barato.

Portanto, o 2º critério estabelece que não devem ser consideradas no estudo as UTE com combustível gás natural ou GNL, que possuam CVU inferior a 400,00 R\$/MWh.

As informações de custos variáveis das usinas termelétricas constam do arquivo CLAST do PMO (configuração julho/2015).

APLICAÇÃO DO 2º CRITÉRIO UTE (Gás Natural)						
Nº	Denominação	Custo (R\$/MWh)				
		2015	2016	2017	2018	2019
211	BAIXADA FLU	86,69	86,69	86,69	86,69	86,69
219	CCBS_L1	259,05	259,05	259,05	259,05	259,05
220	CCBS_L13	299,99	299,99	299,99	299,99	299,99
213	EBOLT_L1	229,82	229,82	229,82	229,82	229,82
214	EBOLT_L13	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00
110	F.GASPARIAN	399,02	399,02	399,02	399,02	399,02

63	IBIRITERMO	299,99	299,99	299,99	299,99	299,99
54	JUIZ DE FORA	213,84	213,84	213,84	213,84	213,84
171	NORTEFLU-1	37,80	37,80	37,80	37,80	37,80
172	NORTEFLU-2	58,89	58,89	58,89	58,89	58,89
173	NORTEFLU-3	102,84	102,84	102,84	102,84	102,84
174	NORTEFLU-4	287,77	287,77	287,77	287,77	287,77
217	T LAGOAS_L1	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28
218	T LAGOAS_L13	299,99	299,99	299,99	299,99	299,99
215	TERMORIO_L1	182,16	182,16	182,16	182,16	182,16
216	TERMORIO_L13	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00
34	W.ARJONA	197,85	197,85	197,85	197,85	197,85
118	RIO GRANDE	239,05	239,05	239,05	239,05	239,05
74	FAFEN	299,99	299,99	299,99	299,99	299,99
42	FORTALEZA	118,51	118,51	118,51	118,51	118,51
137	NOVO TEMPO	235,05	235,05	235,05	235,05	235,05
43	TERMOBAHIA	279,04	279,04	279,04	279,04	279,04
58	TERMOCEARA	250,18	250,18	250,18	250,18	250,18
96	TERMOPE	70,16	70,16	70,16	70,16	70,16
83	VALE DO ACU	314,63	314,63	314,63	314,63	314,63
201	APARECIDA	302,19	302,19	302,19	302,19	302,19
203	C. ROCHA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
204	JARAQUI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
205	MANAUARA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
212	MARANHAO III	63,17	63,17	63,17	63,17	63,17
36	MARANHAO IV	123,06	123,06	123,06	123,06	123,06
21	MARANHAO V	123,06	123,06	123,06	123,06	123,06
140	MAUA 3	61,50	61,50	61,50	61,50	61,50
46	N.VENECIA 2	171,19	171,19	171,19	171,19	171,19
116	PARNAIBA IV	69,00	69,00	69,00	69,00	69,00
207	PONTA NEGRA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
209	TAMBAQUI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 2 - Usinas (Gás Natural) Enquadradas no 2º Critério.

Fonte: ONS.

APLICAÇÃO DO 2º CRITÉRIO						
UTE (GNL)						
Nº	Denominação	Custo (R\$/MWh)				
		2015	2016	2017	2018	2019
15	LINHARES	201,29	201,29	201,29	201,29	201,29
86	ST.CRUZ NOVA	132,96	132,96	132,96	132,96	132,96

Tabela 3 - Usinas (GNL) Enquadradas no 2º Critério.

Fonte: ONS.

3º Critério:

Não considerar as UTE com combustível biomassa, dado sua importância em termos ambientais.

APLICAÇÃO DO 3º CRITÉRIO						
UTE (Biomassa)						
Nº	Denominação	Custo (R\$/MWh)				
		2015	2016	2017	2018	2019
142	ACRE	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
104	COCAL	186,39	186,39	186,39	186,39	186,39
145	COSTA RICA I	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
146	STA VITORIA	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
169	CISFRAMA	238,25	238,25	238,25	238,25	238,25
129	CAMPO GRANDE	84,13	84,13	84,13	84,13	84,13
128	CANTO BURITI	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
106	ERB CANDEIAS	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00

Tabela 4 - Usinas Enquadradas no 3º Critério.

Fonte: ONS.

4º Critério:

Não considerar as UTE com combustível resíduo, dado sua importância em termos ambientais.

APLICAÇÃO DO 4º CRITÉRIO						
UTE (Resíduo)						
Nº	Denominação	Custo (R\$/MWh)				
		2015	2016	2017	2018	2019
65	DO ATLAN_CSA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
183	DO ATLANTICO	149,49	149,49	149,49	149,49	149,49
196	UTE SOL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
136	SUZANO MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 5 - Usinas Enquadradas no 4º Critério.

Fonte: ONS.

5º Critério:

Não considerar as UTE associadas aos Contratos envolvendo o Governo da Argentina.

APLICAÇÃO DO 5º CRITÉRIO	
UTE (contrato)	
Nº	Denominação
37	ARGENTINA 1
71	ARGENTINA 1B
38	ARGENTINA 2 ^a
39	ARGENTINA 2B
40	ARGENTINA 2C
59	ARGENTINA 2D

Tabela 6 - Usinas Enquadradas no 5º Critério.

Fonte: ONS.

6º Critério:

Como a análise é econômica, não deverão ser consideradas as UTE à Carvão e à Óleo com CVU inferior à 400,00 R\$/MWh.

Se houvesse alguma forma de precificar o dano ambiental, seria possível considerar (nos estudos) as demais usinas com este tipo de combustível.

APLICAÇÃO DO 6º CRITÉRIO						
UTE (Carvão)						
Nº	Denominação	Custo (R\$/MWh)				
		2015	2016	2017	2018	2019
156	CANDIOTA 3	67,12	67,12	67,12	67,12	67,12
29	CHARQUEADAS	205,48	205,48	205,48	205,48	205,48
26	J.LACERDA A1	258,42	258,42	258,42	258,42	258,42
27	J.LACERDA A2	195,49	195,49	195,49	195,49	195,49
25	J.LACERDA B	186,33	186,33	186,33	186,33	186,33
24	J.LACERDA C	155,85	155,85	155,85	155,85	155,85
22	P.MEDICI A	115,90	115,90	115,90	115,90	115,90
23	P.MEDICI B	115,90	115,90	115,90	115,90	115,90
107	PAMPA SUL	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
32	S.JERONIMO	248,31	248,31	248,31	248,31	248,31
167	P. PECEM I	123,34	123,34	123,34	123,34	123,34
163	P. PECEM II	131,56	131,56	131,56	131,56	131,56
176	PORTO ITAQUI	125,87	125,87	125,87	125,87	125,87

Tabela 7 - Usinas (Carvão) Enquadradas no 6º Critério.

Fonte: ONS.

APLICAÇÃO DO 6º CRITÉRIO						
UTE (Óleo)						
Nº	Denominação	Custo (R\$/MWh)				
		2015	2016	2017	2018	2019
4	ST. CRUZ 34	310,41	310,41	310,41	310,41	310,41

Tabela 8 - Usinas (Óleo) Enquadradas no 6º Critério.

Fonte: ONS.

7º Critério:

As UTE com inflexibilidade também não devem ser consideradas no estudo, visto que essas possuem a necessidade de operação parcial ou total, em regime permanente. As usinas eliminadas pelos critérios anteriores não serão novamente indicadas na aplicação deste critério.

As informações de inflexibilidade constam do arquivo TERM do PMO (configuração julho/2015), com a presença das seguintes usinas:

APLICAÇÃO DO 7º CRITÉRIO									
UTE com Inflexibilidade									
Nº	Denominação	Pot. (MW)	Inflexibilidade Média (MW)						
			Jul.15	Ago.15	Set.15	Out.15	Nov.15	Dez.15	Demais Meses
28	FIGUEIRA	20	7,50	8,77	8,77	8,77	0,00	0,00	8,68
206	MAUA B3	110	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	47,92

141	MAUA B4	150	23,42	53,99	53,99	53,99	53,99	46,19	13,70
304	MAUA B5	30	0,00	1,27	15,81	18,03	17,25	0,00	0,00

Tabela 9 - Usinas (Óleo) Enquadradas no 7º Critério.

Fonte: ONS.

A coluna “Demais Meses” representa a previsão de inflexibilidade para todos os meses no período de 2016 a 2019.

A usina Mauá B5 (nº 304), por não possuir inflexibilidade no período de 2016 a 2019, foi mantida no estudo.

8º Critério:

Não considerar as UTE que não se encontravam em operação comercial em 2015.

Tal critério justifica-se por não possibilitar a realização da avaliação das diferenças de comportamento entre o despacho previsto de 2013 a 2015 e o efetivamente realizado nesse período, conforme exposto na metodologia deste trabalho.

APLICAÇÃO DO 8º CRITÉRIO							
UTE (Óleo)							
Nº	Denominação	Potência (MW)	CVU (R\$/MWh)	Resultados da Simulação			
				2016	2017	2018	2019
112	BAHIA I	31	684,03	0,8	0,2	0,1	0,0
303	ELECTRON	15	872,84	0,1	0,0	0,0	0,0
317	IRANDUBA	25	867,33	0,1	0,0	0,0	0,0
300	MAUA B1	20	711,77	0,2	0,0	0,0	0,0
304	MAUA B5	30	805,90	0,2	0,0	0,0	0,0

Tabela 10 - Usinas (Óleo) Enquadradas no 8º Critério.

Fonte: ONS.

APLICAÇÃO DO 8º CRITÉRIO							
UTE (Diesel)							
Nº	Denominação	Potência (MW)	CVU (R\$/MWh)	Resultados da Simulação (MW médios)			
				2016	2017	2018	2019
109	ALTOS	13	741,28	0,3	0,1	0,0	0,0
111	ARACATI	11	741,28	0,2	0,0	0,0	0,0
113	BATURITE	11	741,28	0,2	0,0	0,0	0,0
117	CAMPO MAIOR	13	741,28	0,3	0,1	0,0	0,0
119	CAUCAIA	15	741,28	0,3	0,1	0,0	0,0
121	CRATO	13	741,28	0,3	0,1	0,0	0,0
127	IGUATU	15	741,28	0,3	0,1	0,0	0,0
133	JUAZEIRO N	15	741,28	0,3	0,1	0,0	0,0
135	MARAMBAIA	13	741,28	0,2	0,0	0,0	0,0
138	NAZARIA	13	741,28	0,2	0,1	0,0	0,0
312	FLORES	80	841,64	0,5	0,0	0,0	0,0
94	SANTANA LM	0	898,56	4,3	0,2	0,3	0,9

208	SANTANA W	0	640,96	12,9	7,0	8,7	9,9
310	SÃO JOSE	50	873,18	0,3	0,0	0,0	0,0

Tabela 11 - Usinas (Diesel) Enquadradas no 8º Critério.

Fonte: ONS.

Cabe observar que a previsão de despacho dessas usinas para o período de 2016 a 2019 é bastante baixo, fato que corrobora com a decisão de exclusão dessas usinas do estudo, já que, segundo a própria simulação, devem permanecer desligadas.

5.2. Usinas Participantes do Estudo

Como resultado da aplicação dos oito critérios elencados na seção anterior, seguem as usinas termelétricas participantes dos estudos.

Observa-se que foi necessário proceder alguns ajustes pontuais (exclusão de usinas) nesta relação, face às particularidades descritas nas Notas das respectivas tabelas.

a) Usinas com combustível Gás Natural e CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

UTE (Gás Natural) e CVU > 400,00 R\$/MWh						
Nº	Denominação	Custo (R\$/MWh)				
		2015	2016	2017	2018	2019
12	CUIABA G CC	511,77	511,77	511,77	511,77	511,77
50	PIRAT.12 G	470,34	470,34	470,34	470,34	470,34
90	TERMOMACAE (ver Nota 2)	420,40	420,40	420,40	420,40	420,40
48	ARAUCARIA	595,11	595,11	595,11	595,11	595,11
35	URUGUAIANA	486,20	486,20	486,20	486,20	486,20
84	CAMACARI G (ver Nota 3)	732,99	732,99	732,99	732,99	732,99

Tabela 12 - Usinas (Gás Natural) Participantes do Estudo.

Fonte: ONS.

Nota 1: Valores em R\$/MWh.

Nota 2: A denominação da usina TERMOMACAE (nº 90) foi alterada para MARIO LAGO, conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 2.099, de 28 de junho de 2016.

Nota 3: As simulações denominadas CAMACARI G (nº 84) e CAMACARI D/G (nº 93) referem-se a mesma usina, que possui autorização para utilizar combustível gás natural/ óleo diesel, conforme Resolução ANEEL nº 295, de 28 de maio de 2002.

b) Usinas com combustível Óleo e CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

UTE (Óleo) e CVU > 400,00 R\$/MWh						
Nº	Denominação	Custo (R\$/MWh)				
		2015	2016	2017	2018	2019
7	CARIOBA	937,00	937,00	937,00	937,00	937,00
2	IGARAPE	653,43	653,43	653,43	653,43	653,43
194	T.NORTE 2	678,04	678,04	678,04	678,04	678,04
49	VIANA	561,72	561,72	561,72	561,72	561,72

30	NUTEPA	780,00	780,00	780,00	780,00	780,00
166	CAMACARI PI	777,74	777,74	777,74	777,74	777,74
52	CAMPINA GDE	561,72	561,72	561,72	561,72	561,72
53	GLOBAL I	636,95	636,95	636,95	636,95	636,95
55	GLOBAL II	636,95	636,95	636,95	636,95	636,95
57	MARACANAU I	544,37	544,37	544,37	544,37	544,37
164	MURICY	777,74	777,74	777,74	777,74	777,74
98	PERNAMBUCO III	481,04	481,04	481,04	481,04	481,04
144	PETROLINA	853,28	853,28	853,28	853,28	853,28
170	SUAPE II	569,48	569,48	569,48	569,48	569,48
152	TERMOCABO	554,91	554,91	554,91	554,91	554,91
67	TERMONE	558,35	558,35	558,35	558,35	558,35
69	TERMOPB	558,35	558,35	558,35	558,35	558,35
302	APARECIDA OC (ver Nota 2)	905,99	905,99	905,99	905,99	905,99
73	GERAMAR I	561,70	561,70	561,70	561,70	561,70
70	GERAMAR II	561,70	561,70	561,70	561,70	561,70

Tabela 13 - Usinas (Óleo) Participantes do Estudo.

Fonte: ONS.

Nota 1: Valores em R\$/MWh.

Nota 2: A usina APARECIDA OC (nº 302) foi excluída da análise, pois não consta do Boletim Semanal da Operação, do ONS (Geração de Energia Térmica - Principais Usinas, período de 2013 a 2015). Trata-se de uma usina de pequeno porte (36 MW - Óleo - dados da simulação do PMO), outorgada à Amazonas Distribuidora de Energia S.A., conforme Despacho ANEEL nº 499, de 10 de fevereiro de 2012. Esta possui unidades a Gás que estão sendo consideradas na usina APARECIDA (nº 201).

c) Usinas com combustível Diesel. Todas possuem CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

UTE (Diesel) e CVU > 400,00 R\$/MWh						
Nº	Denominação	Custo (R\$/MWh)				
		2015	2016	2017	2018	2019
153	DAIA	837,27	837,27	837,27	837,27	837,27
155	GOIANIA II	894,54	894,54	894,54	894,54	894,54
182	PALMEIRAS GO	731,54	731,54	731,54	731,54	731,54
9	R.SILVEIRA	421,52	421,52	421,52	421,52	421,52
19	UTE BRASILIA	1.047,38	1.047,38	1.047,38	1.047,38	1.047,38
108	XAVANTES	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29
64	CANOAS	698,14	698,14	698,14	698,14	698,14
93	CAMACARI D/G (ver Nota 2)	943,88	943,88	943,88	943,88	943,88
125	ENGUIA PECÉM (ver Nota 3)	741,28	741,28	741,28	741,28	741,28
160	PAU FERRO I	1.065,17	1.065,17	1.065,17	1.065,17	1.065,17
151	POTIGUAR	960,77	960,77	960,77	960,77	960,77
161	POTIGUAR III	960,76	960,76	960,76	960,76	960,76
159	TERMOMANAUS	1.065,17	1.065,17	1.065,17	1.065,17	1.065,17

Tabela 14 - Usinas (Diesel) Participantes do Estudo.

Fonte: ONS.

Nota 1: Valores em R\$/MWh.

Nota 2: As simulações denominadas CAMACARI G (nº 84) e CAMACARI D/G (nº 93) referem-se a mesma usina, que possui autorização para utilizar combustível gás natural/ óleo diesel, conforme Resolução ANEEL nº 295, de 28 de maio de 2002.

Nota 3: A usina Enguia Pecem (nº 125) foi excluída da análise, pois não consta do Boletim Semanal da Operação, do ONS (Geração de Energia Térmica - Principais Usinas, período de 2013 a 2015). Trata-se

de uma usina de pequeno porte (15 MW - Diesel - dados da simulação do PMO), conectada à rede da Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica COELCE, conforme consta da Resolução ANEEL nº 131, de 25 de março de 2002.

Assim, serão analisadas 36 usinas (das 135 usinas que constam da simulação no PMO de julho/2015), distribuídas pelas seguintes regiões geográficas do país:

- Sudeste - Centro-Oeste: 13 usinas (nº) 2, 7, 9, 12, 19, 49, 50, 90, 108, 153, 155, 182 e 194;
- Sul: 4 usinas (nº) 30, 35, 48 e 64;
- Nordeste: 17 usinas (nº) 52, 53, 55, 57, 67, 69, 84/93, 98, 144, 151, 152, 159, 160, 161, 164, 166 e 170; e
- Norte: 2 usinas (nº) 70 e 73.

6. Resultados da Simulação da Geração Térmica (Período 2016 a 2019)

Segundo os Procedimentos de Rede do ONS, Submódulo 7.2 - Planejamento Anual da Operação Energética, item 6.6.1.1 referente à avaliação das condições de atendimento ao mercado de energia, é com base nos resultados fornecidos pelos modelos de otimização e simulação da operação do sistema, e com emprego de séries históricas e séries sintéticas de afluições, que são avaliados, dentre outros, as estimativas de geração térmica (2009, p. 11).

Para as saídas térmicas, a simulação do PMO forneceu quatro arquivos, um para cada Subsistema de planejamento, contendo um conjunto de dados referentes aos despachos previstos para usinas termelétricas. Tais dados informam a previsão de despacho por usina para cada uma das 2.000 séries históricas e séries sintéticas de afluições, inclusive por patamar de carga (leve, média e pesada).

Os valores coletados da simulação PMO (configuração de julho/2015) para os estudos foram os valores médios de despachos dos 2.000 cenários, em cada ano, por usina.

O PMO de julho/2015 apresentou o resultado das simulações de despachos das usinas para o período de 2015 a 2019; no entanto, foram utilizadas apenas as informações para o período de 2016 a 2019, conforme a seguir:

a) Usinas com combustível Gás Natural e CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Resultados da Simulação NEWAVE (PMO de julho/2015)								
UTE (Gás Natural) e CVU > 400,00 R\$/MWh								
Nº	Denominação	Sistema	Potência (MW)	CVU (R\$/MWh)	Despacho PMO (MW médios)			
					2016	2017	2018	2019
12	CUIABA G CC	Sudeste	529	511,77	0,0	0,0	0,0	0,0
50	PIRAT.12 G	Sudeste	200	470,34	0,0	0,0	0,0	0,0
90	TERMOMACAE	Sudeste	929	420,40	83,4	25,4	8,7	3,5
48	ARAUCARIA	Sul	485	595,11	37,4	0,0	0,0	0,0
35	URUGUAIANA	Sul	640	486,20	0,0	0,0	0,0	0,0
84	CAMACARI G	Nordeste	347	732,99	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 15 - Resultados da Simulação (PMO de julho/2015) das Usinas (Gás Natural).
Fonte: ONS.

b) Usinas com combustível Óleo e CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Resultados da Simulação NEWAVE (PMO de julho/2015)								
UTE (Óleo) e CVU > 400,00 R\$/MWh								
Nº	Denominação	Sistema	Potência (MW)	CVU (R\$/MWh)	Despacho PMO (MW médios)			
					2016	2017	2018	2019
7	CARIOBA	Sudeste	36	937,00	0,0	0,0	0,0	0,0
2	IGARAPE	Sudeste	131	653,43	4,6	1,7	0,5	0,2

194	T.NORTE 2	Sudeste	340	678,04	15,5	5,4	1,6	0,8
49	VIANA	Sudeste	175	561,72	11,0	3,7	1,2	0,6
30	NUTEPA	Sul	24	780,00	0,0	0,0	0,0	0,0
166	CAMACARI PI	Nordeste	150	777,74	3,3	0,7	0,3	0,2
52	CAMPINA GDE	Nordeste	169	561,72	6,8	1,3	0,5	0,3
53	GLOBAL I	Nordeste	149	636,95	4,4	0,8	0,4	0,2
55	GLOBAL II	Nordeste	149	636,95	4,0	0,8	0,4	0,2
57	MARACANAU I	Nordeste	168	544,37	7,0	1,4	0,6	0,3
164	MURICY	Nordeste	147	777,74	3,4	0,7	0,3	0,2
98	PERNAMBUCO III	Nordeste	201	481,04	11,2	1,9	0,9	0,4
144	PETROLINA	Nordeste	136	853,28	2,5	0,6	0,3	0,2
170	SUAPE II	Nordeste	381	569,48	14,1	2,7	1,2	0,6
152	TERMOCABO	Nordeste	50	554,91	2,2	0,4	0,2	0,1
67	TERMONE	Nordeste	171	558,35	6,3	1,3	0,5	0,3
69	TERMOPB	Nordeste	171	558,35	6,2	1,2	0,5	0,3
73	GERAMAR I	Norte	166	561,70	5,1	1,0	0,5	0,3
70	GERAMAR II	Norte	166	561,70	5,1	1,0	0,5	0,3

Tabela 16 - Resultados da Simulação (PMO de julho/2015) das Usinas (Óleo).
Fonte: ONS.

c) Usinas com combustível Diesel. Todas possuem CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Resultados da Simulação NEWAVE (PMO de julho/2015)								
UTE (Diesel) e CVU > 400,00 R\$/MWh								
Nº	Denominação	Sistema	Potência (MW)	CVU (R\$/MWh)	Despacho PMO (MW médios)			
					2016	2017	2018	2019
153	DAIA	Sudeste	44	837,27	1,3	0,5	0,1	0,1
155	GOIANIA II	Sudeste	140	894,54	3,8	1,4	0,4	0,2
182	PALMEIRAS GO	Sudeste	176	731,54	5,7	2,0	0,6	0,3
9	R.SILVEIRA	Sudeste	30	421,52	1,9	0,6	0,2	0,1
19	UTE BRASILIA	Sudeste	10	1.047,38	0,0	0,0	0,0	0,0
108	XAVANTES	Sudeste	54	1.170,29	1,3	0,5	0,2	0,1
64	CANOAS	Sul	249	698,14	32,8	43,8	61,8	0,7
93	CAMACARI D/G	Nordeste	347	943,88	0,6	0,2	0,1	0,0
160	PAU FERRO I	Nordeste	94	1.065,17	1,2	0,3	0,2	0,1
151	POTIGUAR	Nordeste	53	960,77	0,8	0,2	0,1	0,0
161	POTIGUAR III	Nordeste	66	960,76	0,8	0,2	0,1	0,1
159	TERMOMANAUS	Nordeste	143	1.065,17	1,8	0,5	0,2	0,1

Tabela 17 - Resultados da Simulação (PMO de julho/2015) das Usinas (Diesel).
Fonte: ONS.

Analisando os resultados da simulação, verifica-se que as previsões para despachos das usinas objeto deste estudo são bastante baixas.

As usinas mais representativas encontram-se indicadas a seguir:

- TERMOMACAE (nº 90): previsão máxima não ultrapassa 10% de sua potência; e
- CANOAS (nº 64): previsão máxima não ultrapassa 25% de sua potência.

A princípio, esses resultados indicam que não há vantagens na efetivação da proposta de substituição de usinas caras por outras mais baratas, pois, praticamente, não há previsão de operação daquelas usinas para o período de 2016 a 2019.

Por outro, convém ser avaliada a assertividade dessas simulações. Para tanto, no próximo capítulo deste trabalho, será realizada a comparação da simulação NEWAVE versus o acionamento efetivo dessas usinas pelo ONS, no período de 2013 a 2015.

7. Comparação entre Resultados da Simulação e da Operação Efetiva das Usinas (Período 2013 a 2015)

Nesta simulação do NEWAVE, foi utilizada a configuração PMO de dezembro/2012, cujos resultados encontram-se apresentados nas tabelas a seguir:

a) Usinas com combustível Gás Natural e CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Resultados da Simulação NEWAVE (PMO de dezembro/2012)							
UTE (Gás Natural) e CVU > 400,00 R\$/MWh							
Nº	Denominação	Sistema	Potência (MW)	CVU (R\$/MWh)	Despacho PMO (MW médios)		
					2013	2014	2015
12	CUIABA G CC	Sudeste	529	6,27	0,0	0,0	0,0
50	PIRAT.12 G	Sudeste	200	470,34	0,0	0,0	0,0
90	TERMOMACAE	Sudeste	929	320,07	171,0	89,7	50,3
48	ARAUCARIA	Sul	485	219,00	0,0	0,0	0,0
35	URUGUAIANA	Sul	640	141,18	0,0	0,0	0,0
84	CAMACARI G (Gás) (ver Nota)	Nordeste	347	---	---	---	---

Tabela 18 - Resultados da Simulação (PMO de dezembro/2012) das Usinas (Gás Natural).

Fonte: ONS.

Nota: A usina CAMACARI G (nº 84) não aparece nesta simulação operando com Gás (ver usina nº 93).

b) Usinas com combustível Óleo e CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Resultados da Simulação NEWAVE (PMO de dezembro/2012)							
UTE (Óleo) e CVU > 400,00 R\$/MWh							
Nº	UTE (Óleo)	Sistema	Potência (MW)	CVU (R\$/MWh)	Despacho PMO (MW médios)		
					2013	2014	2015
7	CARIOBA	Sudeste	36	937,00	0,0	0,0	0,0
2	IGARAPE	Sudeste	131	645,30	12,4	5,7	2,8
194	T.NORTE 2	Sudeste	340	487,56	48,6	23,8	12,8
49	VIANA	Sudeste	175	558,52	23,3	11,2	5,7
30	NUTEPA	Sul	24	780,00	0,0	0,0	0,0
166	CAMACARI PI (ver Nota 1)	Nordeste	150	825,76	8,2	2,4	2,1
52	CAMPINA GDE	Nordeste	169	558,83	14,5	5,6	4,0
53	GLOBAL I	Nordeste	149	554,78	13,6	5,3	3,7
55	GLOBAL II	Nordeste	149	554,78	13,1	5,1	3,6
57	MARACANAU I	Nordeste	168	542,76	7,6	6,4	4,3
164	MURICY (ver Nota 2)	Nordeste	147	825,76	8,0	2,3	2,0
98	PERNAMBUCO III	Nordeste	201	412,86	6,3	10,7	7,5
144	PETROLINA	Nordeste	136	905,97	6,1	1,7	1,5
170	SUAPE II	Nordeste	381	569,44	24,3	11,8	8,7
152	TERMOCABO	Nordeste	50	552,00	4,5	1,8	1,2
67	TERMONE	Nordeste	171	554,61	14,8	5,8	4,0
69	TERMOPB	Nordeste	171	554,61	14,9	5,8	4,1

73	GERAMAR I	Norte	166	558,81	14,2	5,6	3,9
70	GERAMAR II	Norte	166	558,81	14,2	5,5	3,9

Tabela 19 - Resultados da Simulação (PMO de dezembro/2012) das Usinas (Óleo).

Fonte: ONS.

Nota 1: A denominação da usina CAMACARI PI (nº 166 - Camaçari Pólo de Apoio I) foi alterada para UTE Arembepe, conforme Despacho ANEEL nº 3.071, de 8 de agosto de 2014.

Nota 2: A denominação completa da usina MURICY (nº 164) é Camaçari Muricy I, conforme Portaria MME nº 62, de 18 de abril de 2007.

c) Usinas com combustível Diesel. Todas possuem CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Resultados da Simulação NEWAVE (PMO de dezembro/2012)							
UTE (Diesel) e CVU > 400,00 R\$/MWh							
Nº	Denominação	Sistema	Potência (MW)	CVU (R\$/MWh)	Despacho PMO (MW médios)		
					2013	2014	2015
153	DAIA	Sudeste	44	631,84	4,6	2,1	1,0
155	GOIANIA II	Sudeste	140	687,70	16,3	7,1	3,5
182	PALMEIRAS GO	Sudeste	176	737,41	15,2	6,5	3,3
9	R. SILVEIRA (ver Nota 1)	Sudeste	30	523,35	0,0	0,0	0,0
19	UTE BRASILIA	Sudeste	10	1.047,38	0,0	0,0	0,0
108	XAVANTES	Sudeste	54	916,12	5,4	1,9	1,0
64	CANOAS (ver Nota 2)	Sul	249	541,93	53,7	63,8	7,5
93	CAMACARI D/G (Óleo Diesel) (ver Nota 3)	Nordeste	347	834,35	15,2	4,9	4,4
160	PAU FERRO I	Nordeste	94	1.115,55	3,9	1,0	0,9
151	POTIGUAR	Nordeste	53	1.006,21	2,4	0,6	0,6
161	POTIGUAR III	Nordeste	66	1.006,20	3,0	0,8	0,7
159	TERMOMANAUS	Nordeste	143	1.115,55	5,8	1,4	1,3

Tabela 20 - Resultados da Simulação (PMO de dezembro/2012) das Usinas (Diesel).

Fonte: ONS.

Nota 1: A denominação completa da usina R. SILVEIRA (nº 9) é Roberto Silveira (Campos), conforme Despacho ANEEL nº 1.878, de 12 de maio de 2008.

Nota 2: A denominação da usina CANOAS (nº 64) foi alterada para Sepé Tiaraju, conforme Portaria MME nº 39, de 26 de fevereiro de 2016.

Nota 3: A usina CAMACARI D/G (nº 93) não está operando com Gás (ver usina nº 84).

Dando prosseguimento, a operação dessas usinas efetivamente despachadas pelo ONS consta do Boletim Semanal da Operação (Geração de Energia Térmica - Principais Usinas), disponível no sítio eletrônico do ONS.

Desse Boletim foram identificadas as usinas termelétricas de interesse, que foram reposicionadas tal como consta nas tabelas das alíneas “a”, “b” e “c” deste capítulo, visando permitir a imediata comparação com os valores simulados.

A partir das informações semanais de geração verificada em cada usina termelétrica (em MW médios) coletados do Boletim, foram obtidos os valores de despacho médios para cada ano do período de estudo. Essa ação foi realizada por meio de manipulação de dados em

planilha eletrônica, da seguinte forma: para cada usina, calculou-se a média de todos os valores semanais do Boletim pertencentes ao mesmo ano; os resultados, expressos em MW médios, representam as operações das usinas ao longo desse ano.

Como esclarece o Relatório nº EPE-DEE-127/2015-r0 (2015, p. 14), elaborado pela EPE, MW médios é uma unidade de energia e equivale à energia gerada por uma fonte de 1 MW ao longo de um determinado período de tempo.

a) Usinas com combustível Gás Natural e CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Despacho do ONS UTE (Gás Natural) e CVU > 400,00 R\$/MWh						
Nº	Denominação	Sistema	Potência (MW)	Despacho ONS (MW médios)		
				2013	2014	2015
12	CUIABA G CC	Sudeste	529	240	336	373
50	PIRAT.12 G	Sudeste	200	0	0	0
90	TERMOMACAE	Sudeste	929	536	705	713
48	ARAUCARIA	Sul	485	263	398	382
35	URUGUAIANA	Sul	640	29	39	148
84	CAMACARI G (Gás) (ver Nota)	Nordeste	347	---	---	---

Tabela 21 - Despacho do ONS das Usinas (Gás Natural).

Fonte: ONS.

Nota: A usina CAMACARI G (nº 84) foi representada apenas como usina nº 93, por trata-se da mesma usina operando com dois tipos de combustível.

b) Usinas com combustível Óleo e CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Despacho do ONS UTE (Óleo) e CVU > 400,00 R\$/MWh						
Nº	Denominação	Sistema	Potência (MW)	Despacho ONS (MW médios)		
				2013	2014	2015
7	CARIOBA	Sudeste	36	0	0	0
2	IGARAPE	Sudeste	131	19	84	31
194	T.NORTE 2	Sudeste	340	101	195	209
49	VIANA	Sudeste	175	105	136	114
30	NUTEPA	Sul	24	0	0	0
166	CAMACARI PI	Nordeste	150	58	98	66
52	CAMPINA GDE	Nordeste	169	95	128	121
53	GLOBAL I	Nordeste	149	68	94	66
55	GLOBAL II	Nordeste	149	69	95	73
57	MARACANAU I	Nordeste	168	80	107	127
164	MURICY	Nordeste	147	55	99	69
98	PERNAMBUCO III (ver Nota 1)	Nordeste	201	---	151	126
144	PETROLINA	Nordeste	136	48	72	73
170	SUAPE II (ver Nota 2)	Nordeste	381	172	263	170
152	TERMOCABO	Nordeste	50	30	38	38
67	TERMONE	Nordeste	171	39	111	113

69	TERMOPB	Nordeste	171	41	107	112
73	GERAMAR I	Norte	166	50	101	104
70	GERAMAR II	Norte	166	50	101	84

Tabela 22 - Despacho do ONS das Usinas (Óleo).

Fonte: ONS.

Nota 1: A usina PERNAMBU_III (nº 98) entrou em operação em jan/2014.

Nota 2: A usina SUAPE II (nº 170) entrou em operação em fev/2013.

c) Usinas com combustível Diesel. Todas possuem CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Despacho do ONS						
UTE (Diesel) e CVU > 400,00 R\$/MWh						
Nº	Denominação	Sistema	Potência (MW)	Despacho ONS (MW médios)		
				2013	2014	2015
153	DAIA	Sudeste	44	14	8	25
155	GOIANIA II	Sudeste	140	31	43	40
182	PALMEIRAS GO	Sudeste	176	43	90	73
9	R. SILVEIRA (ver Nota 1)	Sudeste	30	0	1	16
19	UTE BRASILIA	Sudeste	10	0	0	0
108	XAVANTES	Sudeste	54	14	40	39
64	CANOAS (ver Nota 2)	Sul	249	74	126	105
93	CAMACARI D/G (Óleo Diesel)	Nordeste	347	125	54	44
160	PAU FERRO I	Nordeste	94	20	49	51
151	POTIGUAR	Nordeste	53	12	22	29
161	POTIGUAR III	Nordeste	66	15	24	35
159	TERMOMANAUS	Nordeste	143	32	74	76

Tabela 23 - Despacho do ONS das Usinas (Diesel).

Fonte: ONS.

Nota 1: A denominação completa da usina R. SILVEIRA (nº 9) é Roberto Silveira (Campos), conforme Despacho ANEEL nº 1.878, de 12 de maio de 2008.

Nota 2: A denominação da usina CANOAS (nº 64) foi alterada para Sepé Tiaraju, conforme Portaria MME nº 39, de 26 de fevereiro de 2016.

O próximo passo consistiu na comparação entre os resultados da simulação NEWAVE - PMO (dezembro/2012) e o despacho verificado pelo ONS, por ano e usina, conforme segue.

a) Usinas com combustível Gás Natural e CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Comparação entre Simulação NEWAVE (PMO) versus Despacho do ONS									
UTE (Gás Natural) e CVU > 400,00 R\$/MWh									
Nº	2013			2014			2015		
	PMO	ONS	Dif.	PMO	ONS	Dif.	PMO	ONS	Dif.
12	0,0	240,0	240,0	0,0	336,0	336,0	0,0	373,0	373,0
50	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90	171,0	536,0	365,0	89,7	705,0	615,3	50,3	713,0	662,7
48	0,0	263,0	263,0	0,0	398,0	398,0	0,0	382,0	382,0
35	0,0	29,0	29,0	0,0	39,0	39,0	0,0	148,0	148,0
84	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Total	171,0	1.068,0	897,0	89,7	1.478,0	1.388,3	50,3	1.616,0	1.565,7

Tabela 24 - Comparação entre Simulação NEWAVE e Despacho do ONS - Usinas (Gás Natural).

Nota 1: Valores em MW médios (MWmed).

Nota 2: A usina CAMACARI G (nº 84) foi representada apenas como usina nº 93.

b) Usinas com combustível Óleo e CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Comparação entre Simulação NEWAVE (PMO) versus Despacho do NOS									
UTE (Óleo) e CVU > 400,00 R\$/MWh									
Nº	2013			2014			2015		
	PMO	ONS	Dif.	PMO	ONS	Dif.	PMO	ONS	Dif.
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	12,4	19,0	6,6	5,7	84,0	78,3	2,8	31,0	28,2
194	48,6	101,0	52,4	23,8	195,0	171,2	12,8	209,0	196,2
49	23,3	105,0	81,7	11,2	136,0	124,8	5,7	114,0	108,3
30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
166	8,2	58,0	49,8	2,4	98,0	95,6	2,1	66,0	63,9
52	14,5	95,0	80,5	5,6	128,0	122,4	4,0	121,0	117,0
53	13,6	68,0	54,4	5,3	94,0	88,7	3,7	66,0	62,3
55	13,1	69,0	55,9	5,1	95,0	89,9	3,6	73,0	69,4
57	7,6	80,0	72,4	6,4	107,0	100,6	4,3	127,0	122,7
164	8,0	55,0	47,0	2,3	99,0	96,7	2,0	69,0	67,0
98	6,3	---	(6,3)	10,7	151,0	140,3	7,5	126,0	118,5
144	6,1	48,0	41,9	1,7	72,0	70,3	1,5	73,0	71,5
170	24,3	172,0	147,7	11,8	263,0	251,2	8,7	170,0	161,3
152	4,5	30,0	25,5	1,8	38,0	36,2	1,2	38,0	36,8
67	14,8	39,0	24,2	5,8	111,0	105,2	4,0	113,0	109,0
69	14,9	41,0	26,1	5,8	107,0	101,2	4,1	112,0	107,9
73	14,2	50,0	35,8	5,6	101,0	95,4	3,9	104,0	100,1
70	14,2	50,0	35,8	5,5	101,0	95,5	3,9	84,0	80,1
Total	248,6	1.080,0	831,4	116,5	1.980,0	1.863,5	75,8	1.696,0	1.620,2

Tabela 25 - Comparação entre Simulação NEWAVE e Despacho do ONS - Usinas (Óleo).

Nota 1: Valores em MW médios (MWmed).

Nota 2: A usina PERNAMBU_III (nº 98) entrou em operação em jan/2014.

c) Usinas com combustível Diesel. Todas possuem CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Comparação entre Simulação NEWAVE (PMO) versus Despacho do ONS									
UTE (Diesel) e CVU > 400,00 R\$/MWh									
Nº	2013			2014			2015		
	PMO	ONS	Dif.	PMO	ONS	Dif.	PMO	ONS	Dif.
153	4,6	14,0	9,4	2,1	8,0	5,9	1,0	25,0	24,0
155	16,3	31,0	14,7	7,1	43,0	35,9	3,5	40,0	36,5
182	15,2	43,0	27,8	6,5	90,0	83,5	3,3	73,0	69,7
9	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	16,0	16,0
19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
108	5,4	14,0	8,6	1,9	40,0	38,1	1,0	39,0	38,0
64	53,7	74,0	20,3	63,8	126,0	62,2	7,5	105,0	97,5
93	15,2	125,0	109,8	4,9	54,0	49,1	4,4	44,0	39,6
160	3,9	20,0	16,1	1,0	49,0	48,0	0,9	51,0	50,1
151	2,4	12,0	9,6	0,6	22,0	21,4	0,6	29,0	28,4
161	3,0	15,0	12,0	0,8	24,0	23,2	0,7	35,0	34,3

159	5,8	32,0	26,2	1,4	74,0	72,6	1,3	76,0	74,7
Total	125,5	380,0	254,5	90,1	531,0	440,9	24,2	533,0	508,8

Tabela 26 - Comparação entre Simulação NEWAVE e Despacho do ONS - Usinas (Diesel).

Nota: Valores em MW médios (MWmed).

Observa-se que para a maioria das usinas, a previsão do NEWAVE (PMO de dezembro/2012) foi subestimada em relação ao despacho efetivamente realizado pelo ONS.

Na tabela a seguir destacam-se os despachos de usinas termelétricas realizados **acima** dos valores previstos pela ferramenta computacional NEWAVE, no período de 2013 a 2015.

Despachos do ONS Realizados Acima do Previsto pelo NEWAVE				
Período de 2013 a 2015				
Usinas/Ano	2013	2014	2015	Média
Alínea “a”	897,0	1.388,3	1.565,7	1.283,7
Alínea “b”	831,4	1.863,5	1.620,2	1.438,4
Alínea “c”	254,5	440,9	508,8	401,4
Média Total				3.123,4

Tabela 27 - Despachos do ONS realizados acima do Previsto pelo NEWAVE.

Nota: Valores em MW médios (MWmed).

Conforme consta da tabela, no período de 2013 a 2015, o NEWAVE, na configuração do PMO de dezembro/2012, não foi capaz de prever o despacho anual de 3.123 MW médios em geração termelétrica.

Tal resultado impacta diretamente em dois objetos do atual marco regulatório do setor elétrico: modicidade tarifária; e garantia da segurança do suprimento de energia elétrica.

Assim, a atual política de geração não estava adequadamente preparada para conter a elevação das tarifas de energia elétrica provocada pelo intenso acionamento das termelétricas, nem para mitigar satisfatoriamente os riscos da ocorrência de um novo racionamento de energia elétrica, em função do processo de esvaziamento dos reservatórios das hidrelétricas especialmente no final de 2014, conforme Figura 5 - EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Este trabalho não tem por objetivo apurar a(s) causa(s) da falha na previsão do NEWAVE (PMO de dezembro/2012), sendo apresenta recomendação de estudos ao seu final. Assim, a finalidade dessas simulações é apenas relativizar o argumento de que como na simulação NEWAVE (PMO de julho/2015), período de 2016 a 2019, não há previsão de despachos significativos de usinas termelétricas, a proposta de “substituição” de termelétricas caras por outras usinas mais baratas seria ineficaz.

8. Avaliação de Eventuais Benefícios Financeiros decorrentes da Proposta

O próximo passo da avaliação consiste em estimar o custo da geração termelétrica real ocorrido de 2013 a 2015 e compará-lo com o custo estimado caso tivessem sido implantadas as novas usinas “substitutas”.

Cabe observar que neste momento não se está preocupado com a diferença entre a geração prevista pelo programa de simulação e o realizado pelo ONS, como ocorreu no capítulo anterior, visto que naquele buscou-se avaliar a assertividade da política de geração. O foco deste capítulo é desenvolver e avaliar uma proposta para mitigar os problemas identificados, de modo a favorecer o alcance dos objetivos desta política.

8.1. Custo da Geração Termelétrica Real - Período de 2013 a 2015

Deve-se observar que o CVU de parte das usinas termelétricas varia mensalmente, principalmente por conta do custo do combustível. A título de exemplo, são apresentados tais custos obtidos da simulação do NEWAVE, na configuração do PMO de dezembro/2012, e das Notas Técnicas contendo os Sumários Executivos do Programa Mensal de Operação Eletroenergética (PMO) para os meses de interesse, elaboradas semanalmente com as respectivas metas e diretrizes estabelecidas, disponíveis no sítio eletrônico do ONS.

a) Usinas com combustível Gás Natural e CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Custo Variável Unitário (CVU) UTE (Gás Natural) e CVU > 400,00 R\$/MWh						
Nº	Denominação	Sistema	Simulação (dez/2012)	Sumário Executivo PMO		
				jan/2013	jan/2014	jan/2015
12	CUIABA G CC (ver Nota 2)	Sudeste	6,27	---	---	---
50	PIRAT.12 G	Sudeste	470,34	470,34	470,34	470,34
90	TERMOMACAE	Sudeste	320,07	320,07	350,66	388,48
48	ARAUCARIA	Sul	219,00	304,42	304,42	490,3
35	URUGUAIANA	Sul	141,18	532,00	719,99	740,00
84	CAMACARI G (Gás) (ver Nota)	Nordeste	---	401,67	732,99	732,99

Tabela 28 - Custo Variável Unitário (CVU) das Usinas (Gás Natural).

Fonte: ONS.

Nota 1: Valores em R\$/MWh.

Nota 2: Para a usina CUIABA G CC (nº 12) será adotado o valor de CVU de 511,77 R\$/MWh, estabelecido por meio do Despacho ANEEL nº 481, de 25 de fevereiro de 2013.

b) Usinas com combustível Óleo e CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Custo Variável Unitário (CVU) UTE (Óleo) e CVU > 400,00 R\$/MWh						
Nº	Denominação	Sistema	Simulação (dez/2012)	Sumário Executivo PMO		
				jan/2013	jan/2014	jan/2015
7	CARIOBA	Sudeste	937,00	937,00	937,00	937,00
2	IGARAPE	Sudeste	645,30	645,30	645,30	653,43
194	T.NORTE 2	Sudeste	487,56	487,56	551,09	678,04
49	VIANA	Sudeste	558,52	546,19	586,36	382,24
30	NUTEPA	Sul	780,00	780,00	780,00	780,00
166	CAMACARI PI	Nordeste	825,76	825,76	844,25	775,66
52	CAMPINA GDE	Nordeste	558,83	546,20	586,37	382,25
53	GLOBAL I	Nordeste	554,78	542,41	660,48	431,78
55	GLOBAL II	Nordeste	554,78	542,41	660,48	431,78
57	MARACANAU I	Nordeste	542,76	530,27	569,41	366,92
164	MURICY	Nordeste	825,76	825,76	844,25	775,66
98	PERNAMBUCO III	Nordeste	412,86	---	433,08	321,61
144	PETROLINA	Nordeste	905,97	905,97	926,27	851,01
170	SUAPE II	Nordeste	569,44	---	597,27	379,01
152	TERMOCABO	Nordeste	552,00	539,54	579,20	377,76
67	TERMONE	Nordeste	554,61	542,23	582,00	382,53
69	TERMOPB	Nordeste	554,61	542,23	582,00	382,53
73	GERAMAR I	Norte	558,81	546,18	586,34	382,24
70	GERAMAR II	Norte	558,81	546,18	586,34	382,24

Tabela 29 - Custo Variável Unitário (CVU) das Usinas (Óleo).

Fonte: ONS.

Nota: Valores em R\$/MWh.

c) Usinas com combustível Diesel. Todas possuem CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Custo Variável Unitário (CVU) UTE (Diesel) e CVU > 400,00 R\$/MWh						
Nº	Denominação	Sistema	Simulação (dez/2012)	Sumário Executivo PMO		
				jan/2013	jan/2014	jan/2015
153	DAIA	Sudeste	631,84	631,84	704,1	822,15
155	GOIANIA II	Sudeste	687,70	687,7	766,35	877,87
182	PALMEIRAS GO	Sudeste	737,41	737,41	777,35	730,20
9	R. SILVEIRA	Sudeste	523,35	523,35	523,35	523,35
19	UTE BRASILIA	Sudeste	1.047,38	1.047,38	1.047,38	1.047,38
108	XAVANTES	Sudeste	916,12	916,12	1.020,88	1.148,68
64	SEPÉ TIARAJU	Sul	541,93	541,93	674,64	698,14
93	CAMACARI D/G (Diesel)	Nordeste	834,35	834,35	915,17	943,88
160	PAU FERRO I	Nordeste	1.115,55	1.115,55	1.132,72	1.063,46
151	POTIGUAR	Nordeste	1.006,21	1.006,21	1.021,71	959,24
161	POTIGUAR III	Nordeste	1.006,20	1.006,20	1.021,69	959,23
159	TERMOMANAUS	Nordeste	1.115,55	1.115,55	1.132,72	1.063,46

Tabela 30 - Custo Variável Unitário (CVU) das Usinas (Diesel).

Fonte: ONS.

Nota: Valores em R\$/MWh.

Para os cálculos dos custos da geração termelétrica foram adotados os dados de CVU obtidos dos Sumários Executivos do PMO, de janeiro do correspondente ano, exceto nos casos indicados nas notas de rodapé das tabelas.

Para fins de simplificação, serão usados os CVU de cada ano, congelados pelos 12 meses, para cálculo do custo total de produção a partir do acionamento dessas usinas termelétricas.

Com relação aos valores de MW médios utilizados convém tecer algumas explicações:

- a) MW é medida de potência. Refere-se, por exemplo, à capacidade de uma usina;
- b) MWh é medida de energia (quantidade). Refere-se a quanto de energia uma usina, com dada potência (em MW), gerou durante uma hora de operação.
- c) MW médio é medida de quantidade parametrizada para um ano (referência usada neste trabalho). Assim, se uma usina de 10 MW operou durante a metade do ano, ela gerou 5 MW médios.
- d) Para transformar MW médios anual em MWh basta multiplicar o valor por 8.760 horas (corresponde ao total de horas anuais => 24h multiplicado por 365 dias).

O custo operação anual por usina (em R\$) será, conforme apresentado a seguir, o resultado da seguinte expressão:

Despacho ONS (em MWmed) x 8.760 (horas) x CVU (em R\$/MWh).

a) Usinas com combustível Gás Natural e CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

CUSTO DE OPERAÇÃO ANUAL									
UTE (Gás Natural) e CVU > 400,00 R\$/MWh									
Nº	2013			2014			2015		
	ONS MWmed	CVU R\$/MWh	Custo Usina R\$ milhões	ONS MWmed	CVU R\$/MWh	Custo Usina R\$ milhões	ONS MWmed	CVU R\$/MWh	Custo Usina R\$ milhões
12	240	511,77	1.076	336	511,77	1.506	373	511,77	1.672
50	0	470,34	0	0	470,34	0	0	470,34	0
90	536	320,07	1.503	705	350,66	2.166	713	388,48	2.426
48	263	304,42	701	398	304,42	1.061	382	490,30	1.641
35	29	532,00	135	39	719,99	246	148	740,00	959
84	---	401,67	---	---	732,99	---	---	732,99	---
Total			3.415			4.979			6.699

Tabela 31 - Custo de Operação Anual das Usinas (Gás Natural).

b) Usinas com combustível Óleo e CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

CUSTO DE OPERAÇÃO ANUAL									
UTE (Óleo) e CVU > 400,00 R\$/MWh									
Nº	2013			2014			2015		
	ONS MWmed	CVU R\$/MWh	Custo Usina R\$ milhões	ONS MWmed	CVU R\$/MWh	Custo Usina R\$ milhões	ONS MWmed	CVU R\$/MWh	Custo Usina R\$ milhões
7	0	937,00	0	0	937,00	0	0	937,00	0
2	19	645,30	107	84	645,30	475	31	653,43	177
194	101	487,56	431	195	551,09	941	209	678,04	1.241
49	105	546,19	502	136	586,36	699	114	382,24	382
30	0	780,00	0	0	780,00	0	0	780,00	0
166	58	825,76	420	98	844,25	725	66	775,66	448
52	95	546,20	455	128	586,37	657	121	382,25	405
53	68	542,41	323	94	660,48	544	66	431,78	250
55	69	542,41	328	95	660,48	550	73	431,78	276
57	80	530,27	372	107	569,41	534	127	366,92	408
164	55	825,76	398	99	844,25	732	69	775,66	469
98	---	---	---	151	433,08	573	126	321,61	355
144	48	905,97	381	72	926,27	584	73	851,01	544
170	172	569,44	858	263	597,27	1.376	170	379,01	564
152	30	539,54	142	38	579,20	193	38	377,76	126
67	39	542,23	185	111	582,00	566	113	382,53	379
69	41	542,23	195	107	582,00	546	112	382,53	375
73	50	546,18	239	101	586,34	519	104	382,24	348
70	50	546,18	239	101	586,34	519	84	382,24	281
Total			5.575			10.731			7.030

Tabela 32 - Custo de Operação Anual das Usinas (Óleo).

Nota: A usina SUAPE II (nº 170) entrou em operação em fevereiro de 2013. Assim, foi adotado para o ano de 2013, o valor de CVU considerado no PMO de dezembro/2012.

c) Usinas com combustível Diesel. Todas possuem CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

CUSTO DE OPERAÇÃO ANUAL									
UTE (Diesel) e CVU > 400,00 R\$/MWh									
Nº	2013			2014			2015		
	ONS MWmed	CVU R\$/MWh	Custo Usina milhões R\$	ONS MWmed	CVU R\$/MWh	Custo Usina milhões R\$	ONS MWmed	CVU R\$/MWh	Custo Usina milhões R\$
153	14	631,84	77	8	704,10	49	25	822,15	180
155	31	687,70	187	43	766,35	289	40	877,87	308
182	43	737,41	278	90	777,35	613	73	730,20	467
9	0	523,35	0	1	523,35	5	16	523,35	73
19	0	1047,38	0	0	1047,38	0	0	1047,38	0
108	14	916,12	112	40	1020,88	358	39	1148,68	392
64	74	541,93	351	126	674,64	745	105	698,14	642
93	125	834,35	914	54	915,17	433	44	943,88	364
160	20	1115,55	195	49	1132,72	486	51	1063,46	475
151	12	1006,21	106	22	1021,71	197	29	959,24	244
161	15	1006,20	132	24	1021,69	215	35	959,23	294

159	32	1115,55	313	74	1132,72	734	76	1063,46	708
Total			2.665			4.123			4.147

Tabela 33 - Custo de Operação Anual das Usinas (Diesel).

Os custos totais estimados, por ano e no período, de operação dessas termelétricas constam da tabela seguinte:

CUSTO TOTAL (milhões R\$)			
Usinas/ Ano	2013	2014	2015
Alínea "a"	3.415	4.979	6.699
Alínea "b"	5.575	10.731	7.030
Alínea "c"	2.665	4.123	4.147
Total ano	11.656	19.834	17.876
Total Geral	49.365		

Tabela 34 - Custo Total de Operação de Usinas (2013 a 2015).

Salienta-se que no período de 2013 a 2015, o conjunto de termelétricas representou um custo total estimado de R\$ 49,4 bilhões para gerar os montantes de energia elétrica indicados na próxima tabela.

DESPACHO TOTAL ONS (MWmed)			
Usinas/ Ano	2013	2014	2015
Alínea "a"	1.068	1.478	1.616
Alínea "b"	1.080	1.980	1.696
Alínea "c"	380	531	533
Total ano	2.528	3.989	3.845

Tabela 35 - Despacho Total do ONS (2013 a 2015).

8.2. Custo da Geração de Eventuais Novas Usinas - Período de 2013 a 2015

O passo seguinte consiste em estimar qual seria o custo de implantação de novas usinas. Para tanto, foram obtidos os preços de venda de energia elétrica resultados dos leilões no ACR, tipos: A-3; A-5; Fonte Alternativa (LFA); e Energia de Reserva (LER). Os dados encontram-se disponíveis no sítio eletrônico da ANEEL - Resultados de Leilões.

A partir da manipulação dos dados da planilha eletrônica foi possível obter os preços médios de venda, por tipo de usina, permitindo ter sensibilidade sobre sua evolução.

PREÇOS MÉDIOS (R\$/MWh) POR TIPO DE USINA					
Leilões no Período de 2013 a 2015					
Leilão nº	Tipo	EOL	Biomassa	PCH	UFV
5/2013	LER	110,42	---	---	---
6/2013	A-5	---	134,66	127,15	---
9/2013	A-3	124,45	---	---	---
10/2013	A-5	119,08	133,99	137,30	---

3/2014	A-3	130,05	---	---	---
6/2014	A-5	135,92	202,35	161,97	---
8/2014	LER	142,31	---	---	215,53
2/2015	LFA	177,47	210,33	---	---
3/2015	A-5	---	274,17	204,32	---
4/2015	A-3	181,09	211,37	204,98	---
8/2015	LER	---	---	---	301,64
9/2015	LER	203,30	---	---	297,37

Tabela 36 - Preços Médios de Venda da Energia, por Tipo de Usina (2013 a 2015).

Nota-1: Preços referentes às datas de cada Leilão.

Nota-2: Preço médio de cada leilão é simplesmente a média dos preços das usinas vencedoras nesse leilão, por tipo de usina (combustível).

Nota-3: Tipos de usinas: Central Geradora Eólica (EOL); Pequena Central Hidrelétrica (PCH); Usina Térmica à Biomassa (UTE biomassa); e Usina Solar Fotovoltaica (UFV).

Observa-se que as usinas eólicas foram as que apresentaram os preços médios mais competitivos, sendo a fonte selecionada para compor a proposta deste trabalho.

Cabe observar que os demais tipos de usinas participantes desses leilões (UTE à Gás Natural ou Carvão Mineral) não foram considerados nesse levantamento, pois se pretende favorecer a ampliação no SIN de usinas com fonte (combustível) renovável, mitigando impactos relacionados às mudanças climáticas, na visão do IPCC.

Para estimar o custo da geração de eventuais novas usinas propõe-se imaginar que no início de 2013 tivessem entrado em operação 100 novas usinas eólicas de 30 MW, cada, com fator de capacidade da ordem de 0,4, com o objetivo de conter parte da geração termelétrica. Isto significaria ao SIN dispor de 12 MWmed, por usina, totalizando no grupo de usinas 1.200 MWmed. Tal montante corresponde, aproximadamente, a metade da energia elétrica produzida pelas termelétricas (participantes desse estudo) naquele ano (2.528 MWmed).

O fator de capacidade considerado encontra-se em sintonia com os resultados dos estudos apresentados no Boletim Anual de Geração Eólica (2015, p. 6), publicado pela Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), conforme transcrito a seguir:

O fator de capacidade da fonte eólica representa a proporção entre a geração efetiva da usina em um período de tempo e a capacidade total no mesmo íterim. O valor médio para 2014 foi 38%. Esse resultado foi muito positivo, pois contempla todos os parques eólicos instalados no Brasil, inclusive os adquiridos no PROINFA6. Ao considerar somente os parques eólicos participantes dos leilões, o fator de capacidade é de 41% em 2014.

Para que essas novas usinas eólicas pudessem ter entrado em operação no início de 2013, elas deveriam ter sido contratadas em leilão realizado em 2008 (A-5) ou em 2010 (A-3, LER ou LFA).

A partir das informações disponíveis na página da ANEEL e considerando a referida data de início de suprimento foram identificados apenas dois leilões, cujos preços médios encontram-se indicados a seguir:

PREÇOS MÉDIOS (R\$/MWh)		
Leilão nº	Tipo	EOL
5/2010	LER	122,87
7/2010	LFA	132,98

Tabela 37 - Preços Médios de Venda da Energia de Usina Eólica.
Nota: Preços referentes às datas de cada Leilão.

Para ser mais conservativo, optou-se por considerar que as novas usinas eólicas foram contratadas no Leilão nº 7/2010-ANEEL, por apresentar maior custo aos compradores.

Deve-se observar que existem diferenças na contratação das usinas eólicas em função da modalidade (por disponibilidade ou por quantidade), aspectos não tratados neste trabalho.

Os contratos de compra e venda de energia elétrica dispõem que os vendedores farão jus ao recebimento da receita de venda a partir da entrada em operação comercial da usina. Além disso, os preços estabelecidos nos leilões são atualizados monetariamente (anualmente) pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), divulgado pela Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Aplicando esses critérios é possível estimar quais seriam os preços atualizados para o período de 2013 a 2015.

PREÇOS ATUALIZADOS (R\$/MWh)			
Ano	IPCA (janeiro)	Fator de Correção	Preço EOL
2010	3040,22		132,98
2011	3222,42	1,060	140,95
2012	3422,79	1,126	149,71
2013	3633,44	1,195	158,93
2014	3836,37	1,262	167,80
2015	4110,20	1,352	179,78

Tabela 38 - Preços de Venda Atualizados – Leilão nº 7/2010.
Nota: Para efeito de simplificação, foram considerados os IPCA de janeiro de cada ano, disponível em <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/defaultseriesHist.shtm>.

Observa-se que os fatores de correção são aplicados sobre o preço de venda resultante do leilão, conforme se extrai da minuta do Contrato integrante do Edital de Leilão nº 7/2010.

Interessante observar que nos anos de 2013 e 2014, os preços atualizados do Leilão nº 7/2010 foram maiores que os preços de venda da energia eólica dos leilões ocorridos nesses dois anos. Além disso, o preço atualizado em 2015 ficou próximo ao resultado de dois leilões realizados nesse ano (ver Tabela 36), confirmando o aspecto conservativo do estudo.

O custo associado à produção das 100 usinas eólicas, a partir dos preços atualizados da tabela anterior, seria aproximadamente de:

CUSTO DE OPERAÇÃO DAS USINAS EÓLICAS			
Ano	Despacho (MWmed)	Preço (R\$/MWh)	Custo Anual de Operação (R\$ milhões)
2013	1.200	158,93	1.670,67
2014	1.200	167,80	1.763,91
2015	1.200	179,78	1.889,85
Total no Período			5.324,43

Tabela 39 - Custo Operação das Usinas Eólicas (2013 a 2015).

Nota: Cada valor foi obtido multiplicando-se a capacidade das usinas (1.200 MWmed) pelo período de horas anuais (8.760 h) e o preço médio anual de produção.

A partir das informações disponíveis no sítio eletrônico da ANEEL também se pode estimar o custo de implantação dessas novas usinas. Por exemplo, considerando o resultado do Leilão de Energia de Reserva nº 09/2015-ANEEL, realizado em 13 de novembro de 2015, o investimento médio, por usina eólica, foi previsto em R\$ 122 milhões. Tais usinas possuem, na média, 27,4 MW de potência instalada e 14,2 MWmed de Garantia Física, sendo características próximas às usinas da proposta, fato que valida essa referência.

Portanto, o custo estimado das 100 novas usinas eólicas seria de R\$ 12,2 bilhões.

No entanto, registra-se que o valor do investimento está embutido no preço de venda da energia elétrica produzida por essas usinas, como pode ser observado no item 7.19 da Cláusula 7ª – Da Receita de Venda (2015, p. 12), constante do Contrato de Energia de Reserva – CER, na Modalidade Quantidade de Energia Elétrica, que os empreendedores celebram com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, minuta do Edital do Leilão de Energia de Reserva nº 9/2015-ANEEL, transcrito a seguir:

7.19. O VENDEDOR declara, de forma irrevogável e irretroatável, que o(s) PREÇO(S) DE VENDA, em conjunto com as respectivas regras de atualização monetária e de pagamento previstas no CONTRATO, são suficientes para o cumprimento integral das obrigações previstas no presente instrumento.

8.3. Deslocamento de UTE para Reserva do Sistema

Para finalizar este exercício teste, há que se promover o desligamento (deslocamento para a condição de reserva do SIN) de 1.200 MWmed de usinas termelétricas, verificando o respectivo montante em R\$ poupado.

Assim, buscando a aproximação com a prática operativa, deveriam ser desligadas as usinas com CVU decrescentes até obter 1.200 MWmed.

As tabelas seguintes apresentam as termelétricas que seriam desligadas, os respectivos montantes de energia elétrica que não teriam sido produzidos (por essas usinas) e os custos evitados, no período de 2013 a 2015:

USINAS QUE SERIAM DESLIGADAS EM 2013				
Nº	Denominação	ONS (MWmed)	CVU (R\$/MWh)	Custo Evitado (R\$ milhões)
160	PAU FERRO I	20	1.115,55	195
159	TERMOMANAUS	32	1.115,55	313
151	POTIGUAR	12	1.006,21	106
161	POTIGUAR III	15	1.006,20	132
108	XAVANTES	14	916,12	112
144	PETROLINA	48	905,97	381
93	CAMACARI D/G	125	834,35	914
166	CAMACARI PI	58	825,76	420
164	MURICY	55	825,76	398
182	PALMEIRAS GO	43	737,41	278
155	GOIANIA II	31	687,7	187
2	IGARAPE	19	645,3	107
153	DAIA	14	631,84	77
170	SUAPE II	172	569,44	858
52	CAMPINA GDE	95	546,2	455
49	VIANA	105	546,19	502
73	GERAMAR I	50	546,18	239
70	GERAMAR II	50	546,18	239
53	GLOBAL I	68	542,41	323
55	GLOBAL II	69	542,41	328
67	TERMONE	39	542,23	185
69	TERMOPB	41	542,23	195
Total		1.175		6.944

Tabela 40 - Usinas Termelétricas que seriam desligadas em 2013.

USINAS QUE SERIAM DESLIGADAS EM 2014				
Nº	Denominação	ONS (MWmed)	CVU (R\$/MWh)	Custo Evitado (R\$ milhões)
160	PAU FERRO I	49	1.132,72	486
159	TERMOMANAUS	74	1.132,72	734

151	POTIGUAR	22	1.021,71	197
161	POTIGUAR III	24	1.021,69	215
108	XAVANTES	40	1.020,88	358
144	PETROLINA	72	926,27	584
93	CAMACARI D/G	54	915,17	433
166	CAMACARI PI	98	844,25	725
164	MURICY	99	844,25	732
182	PALMEIRAS GO	90	777,35	613
155	GOIANIA II	43	766,35	289
35	URUGUAIANA	39	719,99	246
153	DAIA	8	704,10	49
64	SEPÉ TIARAJU	126	674,64	745
53	GLOBAL I	94	660,48	544
55	GLOBAL II	95	660,48	550
2	IGARAPE	84	645,30	475
Total		1.111		7.975

Tabela 41 - Usinas Termelétricas que seriam desligadas em 2014.

USINAS QUE SERIAM DESLIGADAS EM 2015				
Nº	Denominação	ONS (MWmed)	CVU (R\$/MWh)	Custo Evitado (R\$ milhões)
108	XAVANTES	39	1.148,68	392
160	PAU FERRO I	51	1.063,46	475
159	TERMOMANAUS	76	1.063,46	708
151	POTIGUAR	29	959,24	244
161	POTIGUAR III	35	959,23	294
93	CAMACARI D/G	44	943,88	364
155	GOIANIA II	40	877,87	308
144	PETROLINA	73	851,01	544
153	DAIA	25	822,15	180
166	CAMACARI PI	66	775,66	448
164	MURICY	69	775,66	469
35	URUGUAIANA	148	740,00	959
182	PALMEIRAS GO	73	730,20	467
64	SEPÉ TIARAJU	105	698,14	642
194	T.NORTE 2	209	678,04	1.241
2	IGARAPE	31	653,43	177
9	R. SILVEIRA	16	523,35	73
Total		1.129		7.985

Tabela 42 - Usinas Termelétricas que seriam desligadas em 2015.

Buscou-se desligar, em cada ano, o conjunto de UTE que ficasse mais próximo de 1.200 MWmed, sem usar o recurso de desligamento parcial de usinas para fins de eventual ajuste fino da ação; o que seria benéfico, pois aumentaria o custo evitado.

8.4. Resultado Financeiro do Deslocamento de UTE para Reserva do Sistema

Para finalizar este exercício teste, deve-se comparar, no período de 2013 a 2015, como ficariam os custos para os agentes se tivessem sido implantadas as 100 novas usinas eólicas com 1.200 MWmed, deslocando igual montante de usinas termelétricas para a reserva do SIN.

RESULTADO FINAL DO EXERCÍCIO				
Usinas	Custo de Operação			Total
	2013	2014	2015	
Eólicas	1.670	1.764	1.890	5.324
UTE Desligadas	6.944	7.975	7.985	22.904
Alívio para os Consumidores				17.580

Tabela 43 - Resultado Final do Exercício.

Nota: Valores em R\$ milhões

Observa-se que se fosse considerada a data do Leilão nº 7/2010 (26 de agosto de 2010) para promover a atualização do preço e que a contratação das usinas tivesse sido realizada no Leilão nº 5/2010, que teve preço menor, o resultado final seria ainda melhor.

Deve-se registrar que parte dessas usinas foi despachada por ordem de mérito e outras fora da ordem de mérito, conforme pode ser verificado nos relatórios elaborados pelo ONS. A identificação dessa situação para cada usina não faz parte do escopo deste trabalho, mas deve ser considerado nos estudos recomendados na seção 9.6.

Conforme resultado final deste exercício, a proposta proporcionaria aos consumidores cativos das concessionárias de distribuição e aos agentes que pagam ESS (parcela por Segurança Energética) uma economia total estimada em R\$ 18 bilhões, apenas no período de 2013 a 2015. Tal alívio poderia ser usada para fins de modicidade tarifária, por exemplo.

Pelo exposto, esta proposta indica benefícios significativos para dois objetivos da atual política de geração de energia elétrica elencados a seguir:

- a) Modicidade tarifária, em função do custo evitado; e
- b) Garantia da segurança do suprimento de energia elétrica, por agregar novas usinas no SIN.

Ademais, deve-se também destacar os benefícios ambientais pela substituição de usinas termelétricas com combustível fóssil por outras de fonte renovável.

No próximo Capítulo pretende-se desenvolver mais profundamente essa proposta.

9. A Proposta de Aprimoramento da Política de Geração

Neste Capítulo, a proposta deste trabalho para o aprimoramento da política de geração é desenvolvida considerando diversos aspectos, inclusive técnicos e regulatórios.

9.1. Aspectos Gerais

A inserção das novas usinas (indicadas neste estudo) no sistema não deve ser realizada por meio de leilões no ACR associados à determinação constante do art. 2º, inciso II, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que estabelece aos agentes de distribuição a obrigação de garantir o atendimento a 100% (cem por cento) de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos.

Isto se deve ao limite de 105% (cento e cinco por cento) de repasse dos custos de aquisição de energia elétrica aos consumidores finais, estabelecido no art. 38 desse Decreto.

Para evitar o problema citado, recomenda-se a aquisição das novas usinas por meio do denominado Leilão de Energia de Reserva (LER).

Informações constantes no sítio eletrônico do Ministério de Minas e Energia explicam a Energia de Reserva, conforme segue (grifo nosso):

A Energia de Reserva é Destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN. **Esta energia adicional é contratada por meio de Leilões de Energia de Reserva - LER e busca restaurar o equilíbrio entre as garantias físicas atribuídas às usinas geradoras e a garantia física total do sistema, sem que haja impacto nos contratos existentes e nos direitos das usinas geradoras. A contratação desta energia tem por objetivo, ainda, reduzir os riscos de desequilíbrio entre a oferta e demanda de energia elétrica.** Tais riscos decorem, principalmente, de **atrasos imprevisíveis de obras, ocorrência de hidrologias muito críticas e indisponibilidade de usinas geradoras.**

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (PDE) relata (2014, p. 95) que a soma das garantias físicas já atribuídas às usinas é maior que a atual garantia física total do sistema,

por razões diversas, e que a contratação de Energia de Reserva, para a recomposição do lastro de garantia física sistêmica, não pode servir de lastro para os contratos no mercado de energia.

A apresentação da CCEE de título “Energia de Reserva” (2012, p. 6) ilustra bem a restauração do equilíbrio do SIN promovida pela contratação dessa energia.



Figura 10 – Garantia Física do SIN.
Fonte: CCEE.

Em termos de legislação sobre o assunto, destacam-se os seguintes dispositivos da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008:

Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004

Art. 3º O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, o processo licitatório de contratação de energia.

[...]

§ 3º Com vistas em **garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá definir reserva de capacidade de geração a ser contratada.** (grifo nosso).

Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008

Art. 1º A energia de reserva a que se referem o § 3º do art. 3º e o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, será contratada mediante leilões a serem promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL,

direta ou indiretamente, conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia.

§ 1º Para os efeitos deste Decreto, **entende-se por energia de reserva aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN**, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim.

§ 2º Será objeto de contratação a energia proveniente de novos empreendimentos de geração e de empreendimentos existentes, neste caso, desde que:

I - acrescentem garantia física ao SIN; ou

II - sejam empreendimentos que não entraram em operação comercial, até a data de publicação deste Decreto.

[...]

§ 5º A **energia de reserva será contabilizada e liquidada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo** da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. (grifo nosso)

Relembrando, a proposta deste trabalho consiste em ampliar o uso da Energia de Reserva de forma que sejam contratadas novas usinas para deslocarem usinas termelétricas (de custo de operação mais elevado) para a reserva operacional do sistema. Essas novas usinas aumentam a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, estando a proposta em perfeita sintonia com o objetivo estabelecido na legislação para Energia de Reserva.

9.2. Aspectos Operacionais

A contratação das novas usinas como Energia de Reserva deve observar diretrizes que são estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Por exemplo, na Portaria MME nº 104, de 23 de março de 2016, que estabelece as diretrizes para realização dos Leilões de Energia de Reserva de 2016, consta que **não serão habilitados tecnicamente** pela EPE empreendimentos de geração cujo CVU seja superior a zero. Isto significa que essas usinas devem operar na base, ou seja, havendo combustível disponível devem produzir.

Outra informação importante diz respeito às diferenças nas características das fontes envolvidas.

A proposta em questão consiste na contratação de usinas eólicas, que apresentam variabilidade e imprevisibilidade intrínsecas na produção, para substituir usinas termelétricas, que podem fornecer energia firme (constante) desde que haja o combustível necessário. Tal característica da fonte eólica é um desafio para os processos de programação e despacho, conforme consta do Relatório Anual 2014 – Resultados Técnicos, elaborado pelo ONS.

Para contornar o problema de variação da geração a partir da fonte eólica, o sistema elétrico conta com um conjunto de usinas que promovem o ajuste entre a geração e a carga, a cada instante, seguindo estudos específicos realizados pelo Operador do Sistema.

Ainda sobre a intermitência da fonte eólica, deve-se destacar que essas usinas poupam parte da geração que poderia vir das hidrelétricas, contribuindo diretamente com os níveis dos reservatórios dessas usinas, minimizando os esvaziamentos. Tal efeito pode ser observado na figura seguinte, obtida do Boletim Anual de Geração Eólica (2015, p. 6), publicado pela ABEEólica.



Figura 11 - Geração Média da Fonte Eólica (MWmed) em 2014.
Fonte: CCEE/ABEEólica.

O maior volume de geração eólica coincide com o período em que os reservatórios das hidrelétricas da região Sudeste/Centro-Oeste, responsáveis por cerca de 70% da energia armazenada no SIN, estão com níveis baixos (ver Figura 5 deste trabalho).

9.3. Aspectos Econômicos

9.3.1. Cobrança de Adicional de Encargo de Energia de Reserva (EER)

Segundo o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 2004, e o art. 4º do Decreto nº 6.353, de 2008, os custos decorrentes da contratação da Energia de Reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, serão rateados entre os usuários finais de energia

elétrica do SIN, incluindo os consumidores livres e aqueles referidos no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, mediante encargo específico, a ser disciplinado pela ANEEL.

Para a cobertura do EER adicional decorrente da proposta deste trabalho poder-se-ia pensar em verificar quais usinas termelétricas foram deslocadas pelas novas usinas eólicas e, a partir dessa informação, identificar quais concessionárias de distribuição foram diretamente beneficiadas, cobrando delas o encargo adicional. No entanto, tal sistemática não se mostra aderente à prática atual como explicado a seguir.

Na contratação de Energia de Reserva usada para recompor o lastro de garantia física sistêmica (decorrente das diferenças existentes entre a soma das garantias físicas já atribuídas às usinas e a garantia física total do sistema) não se busca identificar quais usinas seriam mais beneficiadas, em função da maior defasagem dos seus certificados de garantia física. Ou seja, na contratação de Energia de Reserva podem existir diferenças na graduação do benefício, mas que não motivam o monitoramento desse aspecto para fins de rateio mensal do encargo, que permanece sendo cobrado proporcionalmente à parcela da carga do agente no SIN, conforme medição da CCEE (art. 4º, § 3º, do citado Decreto).

Corroborando com tal procedimento o fato das concessionárias de distribuição comprarem energia elétrica nos leilões realizados no ambiente regulado. Esses leilões são promovidos observando as diretrizes estabelecidas pelo MME (tipo de fonte, modalidade de contratação, prazo), não tendo as concessionárias nenhuma gerência sobre tais diretrizes. Portanto, não faz sentido atribuir às concessionárias qualquer diferenciação do rateio do EER associada às usinas que contratam, pois isto é sempre fruto dos resultados dos leilões que participam.

Em conclusão, analisando as concessionárias de distribuição, não há necessidade de alteração dos procedimentos de rateio do EER. Quanto aos demais atores, isso será visto na seção sobre apoio político à proposta.

9.3.2. Liquidação no Mercado de Curto Prazo

O art. 1º, § 5º, do Decreto nº 6.353, de 2008, dispõe que a Energia de Reserva será contabilizada e liquidada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo da CCEE.

Conforme esclarece as Regras de Comercialização da CCEE - Contratação de Energia de Reserva (2016, p. 9), a receita auferida com a liquidação da energia elétrica produzida pelas usinas contratadas é destinada à Conta de Energia de Reserva (CONER). Tais recursos financeiros serão usados para a cobertura dos custos decorrentes da contratação de Energia de Reserva.

Nos meses em que há geração nas usinas comprometidas com CER, observado o período de apuração da entrega da energia contratada, a energia produzida será liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP), sendo a receita auferida com essa liquidação repassada a um agente virtual, o Agente associado a Contratação de Energia de Reserva (ACER), para posteriormente ser destinada a Conta de Energia de Reserva (CONER) para fins de composição dos recursos financeiros necessários para cobertura dos custos decorrentes da contratação de Energia de Reserva.

Ressalta-se ainda, nas Regras de Comercialização da CCEE, que existem situações em que não há necessidade de cobrança de EER dos usuários, como no caso de cenários de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) elevado ou com alto volume de geração (2016, p. 10, grifo nosso). Tal fato potencializa a proposta em questão.

Na **Liquidação de Energia de Reserva pode ocorrer a situação em que o saldo existente na CONER seja superior ao necessário para pagamento dos valores devidos aos geradores sem a necessidade de cobrança de EER em determinado mês [...]**. Tal situação é mais comum em cenários de PLD elevado, ou com alto volume de geração, as duas variáveis fundamentais a influenciar o resultado do ACER. Além disso, segundo a dinâmica da contratação de Energia de Reserva, geradores que não entregam o montante de energia comprometido nos contratos devem restituir o equivalente financeiro da energia não entregue por meio de ressarcimentos, creditados na CONER. Tal dinâmica também pode contribuir para a formação de excedentes na conta.

A figura seguinte ilustrar o comportamento do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), elaborada a partir dos dados disponíveis no sítio eletrônico da CCEE referentes às médias mensais PLD. Segundo a Câmara “O cálculo considera os preços semanais por patamar de carga - leve, médio e pesado - ponderado pelo número de horas em cada patamar e em cada semana do mês”.

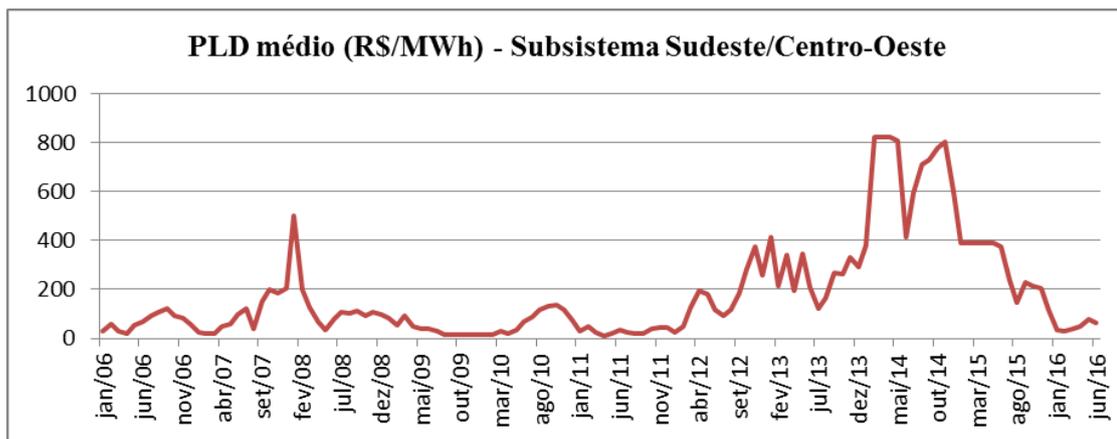


Figura 12 – PLD médio no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.
Fonte: CCEE.

Cabe observar que segundo o art. 9º, inciso IV, da Resolução Normativa ANEEL nº 337, de 11 de novembro de 2008, que estabelece as disposições relativas à contratação de Energia de Reserva e aprova o modelo do CONUER, a CCEE deverá promover a Liquidação Financeira Relativa à Contratação de Energia de Reserva de forma a contemplar eventuais montantes excedentes apurados na CONER, cuja destinação será a restituição aos Usuários de Energia de Reserva. (Incluído pela REN ANEEL nº 606, de 18 de março de 2014)

Pelo exposto, o uso da Energia de Reserva potencializa os resultados da proposta ora apresentada, pois os usuários finais de energia elétrica não arcaram com as tarifas cheias que foram estabelecidas nos leilões, visto que há outros elementos a considerar, em particular o comportamento do PLD. Assim, existe a possibilidade do resultado econômico desta proposta ser ainda melhor do que aquele apresentado anteriormente (seção 8.4 - Resultado Financeiro do Deslocamento de UTE para Reserva do Sistema).

9.4. Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos

De acordo com o manual de referência do DECOMP (2001, p. 3), o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é um problema **essencialmente estocástico** em função da incerteza com respeito às vazões afluentes aos reservatórios, aliada a incerteza com respeito à demanda de energia. Cabe registrar que tal ferramenta computacional, do CEPEL, é usada nos estudos de planejamento de curto prazo (horizonte de até 1 ano), considerando os resultados das simulações realizadas por meio do NEWAVE. Em consequência, percebe-se que o ESS (parcela por Segurança Energética) possui natureza estocástica.

De acordo com o sítio eletrônico do CEPEL, referente ao DECOMP, “A existência de múltiplos reservatórios interconectados, de restrições de transmissão e a necessidade de se fazer uma otimização multiperíodo caracterizam esse problema como de grande porte”.

Assim, dada à complexidade do planejamento da operação da geração, podem ocorrer períodos em que não exista o benefício de redução da referida parcela do ESS, basta que não haja termelétricas despachadas por decisão do CMSE. Tal fato pode gerar descontentamento de alguns agentes que terão a obrigação de pagar o EER adicional (de natureza determinística) nos termos dos contratos. A seção 9.6 recomenda que os estudos complementares considerem tal diferença, pois pode influenciar no aspecto apoio político, que será visto na próxima seção.

Em termos de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, destaca-se o custo do déficit de energia, que se encontra bem caracterizada no manual do DECOMP (2001, p. 3 e p. 4, grifo nosso), transcrito a seguir:

os objetivos de economia de operação e confiabilidade de atendimento são claramente antagônicos: a máxima utilização da energia hidroelétrica disponível a cada etapa é a política mais econômica, pois minimiza os custos de combustível. Entretanto, esta política é a menos confiável, pois resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível. Entretanto, isto significa utilizar mais geração termoelétrica e, portanto, aumentar os custos de operação. **O equilíbrio entre os custos de operação e a confiabilidade é obtido através do custo do déficit**, que representa o impacto econômico associado à interrupção do fornecimento. **A determinação do custo do déficit é um problema muito complexo**, porém fundamental para a determinação da política de operação mais adequada para o sistema. Se o custo do déficit é muito baixo, resulta em uma utilização excessiva dos reservatórios e, portanto, em maiores riscos de racionamento no futuro. Se o custo de déficit é muito alto, resulta em uma utilização excessiva dos recursos termoelétricos do sistema e, portanto, em custos de operação elevados.

Entende-se que a proposta deste trabalho não traz alteração do custo do déficit, pois a quantidade de energia termelétrica desejada continua sendo produzida, só que por meio de usinas eólicas especialmente contratadas para deslocar essas termelétricas para a reserva.

9.5. Aspecto Político referente ao Apoio à Proposta

A política de geração de energia elétrica é matéria de grande relevância, em função do seu alcance na sociedade (atividades econômicas, lazer, segurança etc.) e dos elevados valores econômicos vinculados. Assim, naturalmente, são inúmeros os atores do governo, da sociedade e do mercado envolvidos com esta política, fato que pode gerar alguns conflitos e disputas, inclusive judiciais, capazes de paralisar as ações pretendidas.

Conforme consta no “Guia de Políticas Públicas: Gerenciando Processos” (2014, p. 118), a avaliação da política pública é uma atividade tanto técnica quanto política. Assim, esta seção pretende avaliar os interesses e motivações, recursos e possibilidades de ação, bem como as consequências da proposta apresentada para os principais atores, desenvolvido a partir da metodologia apresentada durante o curso de Especialização em Gestão Pública - 10ª edição, Disciplina - D.4 - Fundamentos de Políticas Públicas, promovido pela Escola Nacional de Administração Pública (ENAP). Tal levantamento é importante a fim de se verificar a existência ou não de apoio político à implantação da proposta, bem como a necessidade ou não de negociações prévias para a convergência dos atores, de forma a mitigar os conflitos e as oposições públicas a essa política pública.

Principais Atores do Governo	
Atores	(1) Interesses e Motivações (2) Recursos e Possibilidades de Ação (3) Consequências da Proposta
Governo Federal	(1) Atender a expectativa da maioria dos eleitores, maximizando os serviços sociais do Estado. (2) Emitir Medidas Provisórias, Decretos, estabelecer diretrizes e prioridades ao Ministro de Estado de Minas e Energia. (3) Mitigação das tarifas aos consumidores cativos supridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica, resultando maior satisfação da sociedade, com redução da inadimplência e melhora na qualidade de vida. Possibilidade de maior aprovação do Governo. Possibilidade de redução de encargos ESS (por Segurança Energética), sendo importante benefício às atividades comerciais e empresariais.
Governos Estaduais	(1) Maximizar as melhorias sociais, a dinamização da economia etc. (2) Podem prestar apoio político ao governo federal para aprovação da proposta, caso haja necessidade de ajustes na Lei que trata do assunto. (3) Estados com forte uso de óleo combustível e diesel podem sofrer impacto negativo na arrecadação do ICMS pelo deslocamento de usinas termelétricas para a condição de reserva do sistema. Tarifas elevadas não necessariamente contribuem com arrecadação do ICMS, pois depende do consumo de energia elétrica, razão pela qual não se pode prever redução da arrecadação por esse imposto. Além do mais, a economia proporcionada aos consumidores pode ser usada para aquisições de bens, serviços etc., gerando arrecadação.

Principais Atores do Governo	
Atores	<ol style="list-style-type: none"> (1) Interesses e Motivações (2) Recursos e Possibilidades de Ação (3) Consequências da Proposta
Ministério de Minas e Energia (MME)	<ol style="list-style-type: none"> (1) Zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no país. Promover a agenda política estabelecida pelo chefe do Poder Executivo etc. (2) Formular a política pública para o setor de energia elétrica, a partir de estudos, prevendo participação social para mitigar os riscos. (3) A possibilidade de atingir de forma mais efetiva os princípios e objetivos do marco regulatório setorial quanto à modicidade tarifária e à segurança no suprimento de energia elétrica. Avaliar os estudos com os resultados alcançados com a implantação da proposta.
Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	<ol style="list-style-type: none"> (1) Subsidiar o MME em termos de planejamento do setor energético. (2) Realizar estudos e pesquisas para confirmação da proposta apresentada por este trabalho. (3) Revisão da metodologia empregada para definição de montantes de Energia de Reserva que devem ser contratadas nos próximos Leilões. Promover novos estudos para comprovar os benefícios da proposta.
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	<ol style="list-style-type: none"> (1) Regular e fiscalizar a exploração dos serviços de energia elétrica. (2) Acompanhar os estudos da proposta apresentada, avaliando se há alterações a serem processadas nos regulamentos. (3) Emissão de eventual ato para ajuste na regulamentação.
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)	<ol style="list-style-type: none"> (1) Promover a coordenação e o controle da operação da geração, visando maximizar os resultados. (2) Avaliar a viabilidade da proposta. (3) Monitoramento dos resultados operativos para subsidiar novos estudos e melhorias na política de geração.
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	<ol style="list-style-type: none"> (1) Promover a contabilização e liquidação do Mercado de Curto Prazo. (2) Fornecer insumos para avaliação da viabilidade da proposta. (3) Promover eventuais ajustes dos procedimentos de comercialização.
Ministério Público e Poder Judiciário	<ol style="list-style-type: none"> (1) Defesa dos interesses difusos. (2) Impetrar ações civis públicas. (3) Eventuais atores que se sintam prejudicados podem recorrer à Justiça em prol dos seus direitos.
Tribunal de Contas da União (TCU)	<ol style="list-style-type: none"> (1) Garantir os aspectos de eficiência, eficácia e efetividade das políticas públicas. (2) Apresentar recomendações ou determinações de ações para a melhoria das políticas públicas. (3) Avaliação a posteriori dos resultados obtidos com a implantação da proposta.
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)	<ol style="list-style-type: none"> (1) Financiar os empreendimentos de geração. (2) Prover os recursos financeiros para viabilizar as novas usinas. (3) Necessidade de mais recursos a serem disponibilizados.

Quadro 1 - Informações sobre os Principais Atores do Governo.

Principais Atores da Sociedade	
Atores	(1) Interesses e Motivações (2) Recursos e Possibilidades de Ação (3) Consequências da Proposta
Universidades	(1) Contribuir com sugestões para o aprimoramento das políticas públicas no setor de energia elétrica. (2) Emitir estudos técnicos. Manificar-se em Consultas Públicas, Audiências Públicas. Ter a iniciativa de apresentar sugestões para os problemas identificados. (3) Incluir os assuntos nos estudos que realiza.
ONGs Ambientalistas	(1) Defender o meio ambiente. (2) Manifestação pública de apoio ao Governo Federal pela iniciativa de reduzir o acionamento de usinas de combustíveis fósseis e pela valorização de energia renovável. (3) Resultado importante para preservação do meio ambiente ao deslocar usinas termelétricas poluidoras para a reserva do sistema elétrico.
Consumidores cativos supridos pelas Concessionárias de Distribuição (Nota).	(1) Receber energia elétrica a preços módicos e com qualidade. (2) Apoio público ao Governo para redução das tarifas de energia. (3) Possibilidade de redução das tarifas de energia no prazo previsto pelos estudos adicionais realizados pelo ONS, EPE e MME.
Mídia	(1) Dar ciência à sociedade sobre assuntos considerados relevantes. (2) Promover a divulgação da iniciativa do Governo Federal para mitigar o custo da geração de energia elétrica. (3) Reportar os resultados futuros da proposta implementada.

Quadro 2 - Informações sobre os Principais Atores da Sociedade.

Nota: Esses não são considerados agentes do setor elétrico.

Principais Atores do Mercado	
Atores	(1) Interesses e Motivações (2) Recursos e Possibilidades de Ação (3) Consequências da Proposta
Empreendedores e Associações promotoras de Energia Renovável	(1) Valorizar as fontes renováveis e viabilizar sua expansão. (2) Contribuir com a divulgação da iniciativa Governamental por meio de Fóruns, matérias em revistas especializadas etc. (3) Aumento no SIN da potência referente a usinas de fonte renovável.
Proprietários das Usinas deslocadas para a condição de reserva do sistema	(1) Defender seus interesses econômico-financeiros. (2) Recorrer ao Governo Federal e ao Poder Judiciário, buscando salvaguardar seus interesses. (3) Possibilidade de redução de ganhos econômicos. Por outro lado, há também possibilidades de alívio dos desgastes de suas máquinas, tendo em vista que não costumam ser projetadas para a operação contínua.
Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica	(1) Atender os consumidores de forma adequada. (2) Buscar contato com o MME para melhor conhecer a proposta. (3) Possibilidade de redução da inadimplência dos consumidores em função da redução da tarifa de energia elétrica.
Consumidores Livres e demais Usuários finais de energia elétrica	(1) Mitigar o custo da energia elétrica. (2) Buscar contato com MME, parlamentares, visando atingir seus objetivos. (3) Possibilidade de contenção da elevação do PLD, que impacta nos contratos de compra de energia elétrica, firmados no ACL.

Quadro 3 - Informações sobre os Principais Atores do Mercado.

Nota: A maior segurança do SIN é benefício comum previsto para os atores do mercado pela proposta em questão.

Com relação ao último grupo de atores (do mercado), deve-se observar que os consumidores livres e demais usuários finais de energia elétrica terão que pagar um EER adicional. Por outro lado, a proposta deverá ocasionar redução do ESS (parcela por Segurança Energética). O resultado da diferença entre esses dois encargos deve ser estimado por meio dos estudos complementares a serem realizados pelo ONS, EPE e MME, sendo um dado importante para fortalecer o apoio político à proposta.

Para compreender esse aspecto é importante observar que o deslocamento de usinas termelétricas para a condição de reserva pode beneficiar financeiramente os seguintes atores:

- a) No caso de despachos por ordem de mérito, as concessionárias de distribuição (e demais agentes de consumo) que contrataram tais usinas, pois deixariam de pagar os custos variáveis; ou
- b) No caso de despachos extraordinários por decisão do CMSE, todos os agentes que pagam ESS, parcela por Segurança Energética.

Sobre o comportamento dos envolvidos frente à proposta, verifica-se que a quantidade de atores favoráveis supera em muito a de atores opositores.

Por atores contrários foram identificados os seguintes:

(1) Estados com intenso uso do óleo combustível e diesel podem sofrer redução de receita advinda do ICMS em decorrência da proposta, fato que poderá implicar a análise quanto à necessidade de previsão de medida compensatória; e

(2) Parte dos proprietários das usinas termelétricas deslocadas podem alegar prejuízos financeiros pelo deslocamento de suas usinas para a condição de reserva do sistema, caso tenham majorado a parcela variável em relação ao custo real, não sendo tal comportamento generalizado, pois dependem das condições estabelecidas na época do respectivo leilão de compra e venda de energia elétrica.

Cabe registrar que devido às diferenças das regras de rateio entre o ESS (parcela por Segurança Energética) e o EER, os agentes que não pagam aquele encargo poderiam reclamar do EER adicional. Por outro lado, eles também deverão ser beneficiados pela proposta em função da maior segurança do SIN e, talvez, pela contenção da elevação do PLD, pontos que

serão objeto de análises por meio dos estudos da seção 9.6. Nesses estudos também será considerada a diferença de natureza (estocástica e determinística) entre esses dois encargos, relatada na seção 9.4.

Entretanto, a presente avaliação dos aspectos políticos indica que os atores com maior poder de ação encontram-se no grupo favorável à proposta. Assim, não são esperados riscos significativos para sua implantação. Apesar disso, é importante garantir a participação ampla no processo de discussão de modo a ouvir também a corrente minoritária, visando identificar outras eventuais implicações, não percebidas até o momento, bem como encontrar as soluções ou as adequações necessárias.

Trata-se de um tema sensível, pois pode gerar adicional de encargo sem a percepção de benefícios para alguns agentes.

A título de exemplo, cita-se o caso da Resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013, que possui os artigos. 2º e 3º (referentes ao rateio dos custos por despacho fora da ordem de mérito) afastados com relação a alguns agentes, por força de decisões judiciais que não alcançam a totalidade dos agentes setoriais.

Finalmente, a transparência do processo e a mencionada abertura à participação podem reduzir as chances de decisões judiciais que retardem ou até mesmo inviabilizem a proposta.

9.6. Estudos Complementares

Dada a complexidade do tema, recomenda-se a realização de estudos complementares por parte do ONS, EPE e MME para confirmar os benefícios esperados, definir os montantes de energia elétrica a serem contratados etc., que podem resultar em impactos na avaliação do apoio político de atores à proposta.

9.6.1. Estudo 1

Para estressar a análise desta proposta, deve-se estudar a situação em que não teriam térmicas a deslocar pelo acionamento dessas novas usinas eólicas. Tal possibilidade é bastante remota, como pode ser observado na tabela a seguir, obtido em consulta ao sítio eletrônico do

ONS, que contém um histórico da geração de energia elétrica térmica convencional, ou seja, não inclui as usinas nucleares, ocorrida no período de 2008 a 2015.

GERAÇÃO DE ENERGIA TÉRMICA CONVENCIONAL (MWmed)								
Mês	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Jan	4.697,2	2.161,2	1.563,4	2.340,3	2.526,4	11.816,5	10.681,4	14.846,1
Fev	5.627,2	1.821,0	2.313,4	2.631,5	3.082,3	11.743,8	13.769,9	15.240,6
Mar	5.111,6	2.246,0	1.911,3	2.139,2	3.816,2	10.510,7	14.258,7	15.323,2
Abr	4.133,9	1.703,4	1.818,9	1.849,8	5.868,5	10.029,8	14.018,1	14.419,7
Mai	3.955,7	3.209,6	2.814,7	2.727,2	5.708,5	11.862,1	14.301,7	13.350,6
Jun	4.328,0	2.867,5	4.318,8	3.544,2	4.644,5	11.340,0	13.422,9	14.420,7
Jul	3.609,7	1.710,9	4.005,6	3.340,3	3.561,1	9.644,6	13.913,8	12.566,5
Ago	3.827,0	1.363,7	6.377,5	3.247,6	4.188,8	10.271,1	15.603,0	12.893,6
Set	3.677,5	1.213,0	7.591,8	3.005,9	7.554,3	10.036,6	14.133,7	13.989,1
Out	3.989,5	1.324,8	6.572,8	3.611,5	9.530,5	9.901,9	14.784,4	13.735,8
Nov	3.097,1	1.341,4	7.282,1	3.638,1	11.475,3	10.749,6	15.134,9	13.236,2
Dez	3.842,7	1.361,5	4.727,5	3.490,7	10.984,9	9.713,3	15.251,5	12.459,1
Total	49.897,1	22.324,0	51.297,7	35.566,3	72.941,1	127.619,8	169.273,9	166.481,0

Tabela 44 - Histórico da Geração Térmica (2008 a 2015).

Fonte: ONS.

Os Resultados Técnicos em 2014, publicados no sítio eletrônico do ONS, na Seção “Operação Energética”, relata o uso mais intensivo de usinas termelétricas em função da falta de construção de usinas hidrelétricas com reservatórios, mesmo para anos hidrológicos próximos à média de longo termo.

Mais uma vez, destaca-se a mudança de paradigma na forma de operar o SIN, já apontada pelo Operador nos diversos estudos emitidos nos últimos anos, em função dos seguintes aspectos:

Desde o final da década de 90 não entram em operação usinas hidroelétricas com reservatórios de regularização plurianual.

Como decorrência deste fato, o uso de geração termelétrica tem sido mais intenso nos últimos anos, mesmo para anos hidrológicos próximos à média de longo termo.

Sobre os estudos do presente trabalho, observa-se que foi utilizado um grupo de 36 usinas (das 135 usinas possíveis da simulação no PMO de julho/2015), selecionadas pela aplicação de determinados critérios. Um desses critérios considerava usinas com CVU acima de 400,00 R\$/MWh.

Assim, uma sugestão de estudo complementar para consolidar a proposta em questão, inclusive para contribuir para a definição de qual montante de novas usinas seria mais adequado contratar, consiste em supor uma geração termelétrica no período de 2013 a 2015 igual a média do período ocorrido de 2008 a 2012, ou seja, 46.405,2 MWmed. Nesse cenário, pode haver a necessidade de rever o valor de CVU de corte nos critérios de seleção das usinas participantes do estudo.

Além disso, deve-se determinar, para cada usuário final de energia elétrica, qual seria o EER adicional, bem como o valor da redução do ESS, parcela por Segurança Energética (quando aplicável, por conta das diferenças nas regras de rateio desses encargos), para fins de melhor avaliação do benefício da proposta e do comportamento sobre o apoio político.

Nesse estudo deve-se considerar também a diferença da natureza do EER adicional (determinística) e ESS, parcela por Segurança Energética (estocástica). Assim, os agentes de consumo terão que arcar com um custo adicional contínuo (ainda que variável em função do volume gerado, do comportamento do PLD), tendo, por contrapartida, a redução das tarifas de energia elétrica dos consumidores cativos das concessionárias de distribuição e uma possível redução do ESS. Esta parcela do ESS depende do despacho extraordinário de recursos energéticos adicionais por decisão do CMSE.

9.6.2. Estudo 2

Segundo o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 2004, os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) podem ser na modalidade por quantidade ou por disponibilidade de energia elétrica. Basicamente, o primeiro tipo de contrato é utilizado para usinas hidrelétricas, enquanto o outro para usinas termelétricas.

As concessionárias de distribuição, em função da obrigação legal de garantir 100% (cem por cento) dos seus mercados, possuem ambos os tipos de contratos.

Nos casos em que há restrição dos recursos hídricos, espera-se um aumento da geração termelétrica para atender a carga total do SIN. Assim, nesses cenários ocorrerem um custo maior da produção de energia elétrica, que é repassado aos consumidores.

Portanto, recomenda-se a realização de estudos para buscar compreender o que ocorreu no período 2012 a 2015, em termos de comportamento da Energia Armazenada nos reservatórios do SIN, para um melhor planejamento e operação da geração de energia elétrica.

9.6.3. Estudo 3

Em função da elevação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), o Ministério de Minas e Energia teve dificuldades na promoção dos Leilões A-1, em 2013. O insucesso deste tipo de Leilão complicou ainda mais a situação de parte das concessionárias de distribuição que permaneceram expostas ao PLD. A solução encontrada pelo Ministério foi melhorar as condições dos leilões, delatando prazos e elevando os preços tetos.

Assim, avaliar os eventuais efeitos da proposta deste trabalho para a mitigação do aumento do PLD e sua conseqüente influência na formação dos preços da energia elétrica dos Leilões regulados do tipo A-1 pode contribuir para a decisão do administrador público sobre o aprimoramento da política de geração ora apresentado.

9.6.4. Estudo 4

Por fim, a última recomendação de estudo consiste em avaliar o impacto hídrico para o planejamento e operação do sistema elétrico, de médio e longo prazos, em decorrência das mudanças climáticas, cujo resultado também pode contribuir para a tomada de decisão quanto a necessidade ou não de tornar o parque gerador do SIN mais robusto pela adoção da proposta apresentada.

O Sumário Executivo do trabalho “Riscos de Mudanças Climáticas no Brasil e Limites à Adaptação” (2016, p. 17, grifo do autor) projeta os seguintes impactos para o setor de energia:

- O **déficit no atendimento da demanda elétrica** no país se torna praticamente inevitável em um cenário de clima extremo até 2040.
- Temperaturas maiores podem, também, **estressar o sistema elétrico pelo lado da demanda**, dada a maior demanda por eletricidade para lidar com temperaturas ambientes mais elevadas.
- Em cenários de mitigação, **fontes renováveis, como eólica e solar, tornam-se mais importantes**, além de fontes fósseis acopladas a captura e armazenamento de carbono. Independentemente do cenário, em um horizonte até 2050, a hidroeletricidade continua a fonte mais importante de geração elétrica no país, apesar de perder participação relativa.

[...]

Em cenários de clima extremo, pode-se esperar, portanto, um ciclo vicioso, em que os **impactos climáticos gerados levariam a que se recorresse a**

fontes energéticas que agravariam ainda mais o problema das mudanças climáticas.

Assim, tal artigo (2016, p. 18) recomenda que para o setor de energia “[...] torna-se fundamental começar a se incorporar a questão da vulnerabilidade climática do parque gerador brasileiro no próprio planejamento do setor elétrico nacional”.

Uma das propostas decorrentes desta avaliação poderia ser o estabelecimento de algum parâmetro econômico capaz de reduzir a competitividade de usinas a carvão mineral, por exemplo. Sabe-se que a instalação de dispositivos nessas usinas visando mitigar os danos ambientais não é capaz de conter a emissão de CO₂, corroborando com o aquecimento global e, por conseguinte, seus efeitos.

10. Conclusão

Os estudos de planejamento realizados pelo NEWAVE (configuração do PMO de dezembro de 2012) não foram capazes de prever o forte acionamento de usinas termelétricas no período de 2013 a 2015, deixando o sistema elétrico despreparado para suportar situações adversas de duração mais prolongada.

Tal despacho termelétrico impactou diretamente em dois objetivos do atual marco regulatório do setor elétrico: modicidade tarifária e garantia da segurança do suprimento de energia elétrica.

Assim, a avaliação desenvolvida indica a necessidade de aprimoramento da política de geração para os casos de forte acionamento de usinas termelétricas, visando conter a elevação das tarifas de energia elétrica e mitigar, satisfatoriamente, os riscos da ocorrência de novo racionamento de energia elétrica.

A proposta deste trabalho consiste em ampliar o uso da Energia de Reserva, de forma que sejam contratadas novas usinas eólicas para deslocarem usinas termelétricas (de custo de operação mais elevado) para a reserva operacional do sistema elétrico.

Segundo as análises, considerando aspectos técnicos, regulatórios e econômicos, a proposta apresenta-se viável, especialmente em cenários com forte geração termelétrica, a exemplo do ocorrido no período de 2013 a 2015, resultando em importantes benefícios financeiros: aos consumidores cativos supridos pelas concessionárias de distribuição, em função da redução da tarifa de energia elétrica; aos agentes setoriais que pagam Encargos de Serviços de Sistema (ESS), parcela por Segurança Energética, em função da redução deste encargo; ao meio ambiente, em função da redução da emissão de dióxido de carbono, cuja concentração na atmosfera tem relação com as mudanças climáticas do planeta, segundo o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC).

Cabe observar que apenas no mencionado triênio, comparando os custos de operação das termelétricas deslocadas para a reserva do SIN e das novas usinas eólicas, o custo evitado seria em torno de R\$ 18 bilhões. Tal benefício é ainda maior se for considerada a influência do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) na formação do Encargo de Energia de Reserva (EER), que efetivamente define os custos de operação das usinas eólicas.

No campo político, verificou-se um grande número de *stakeholders* que são afetados pela eventual implantação da proposta em questão, porém a coalizão de atores favoráveis supera bastante o número de atores opositores, razão pela qual não é esperada disputa jurídica

capaz de impedir sua adoção, especialmente se o processo for realizado de forma transparente e com oportunidades para que todos os agentes envolvidos se manifestarem adequadamente.

Ainda no aspecto político, é importante atentar para a situação de alguns atores que podem sofrer impactos negativos decorrentes da proposta, ainda que representem um grupo reduzido. Isto pode indicar, a depender dos resultados dos estudos complementares sugeridos, a necessidade de ajustes na proposta.

Os estudos complementares recomendados são os seguintes:

a) Supor que no período de 2013 a 2015 a geração termelétrica tivesse sido igual à média do período 2008 a 2012. Aplicar similar metodologia de avaliação, visando verificar se existem, também neste cenário, benefícios financeiros aos consumidores cativos supridos pelas concessionárias de distribuição e aos demais agentes. Avaliar, para cada usuário final de energia elétrica, qual seria o EER adicional, bem como o valor da redução do ESS, parcela por Segurança Energética (quando aplicável), para fins de avaliação do benefício da proposta.

b) Compreensão do comportamento da Energia Armazenada nos reservatórios do SIN, no período de 2012 a 2015, para melhor planejamento e operação da geração de energia elétrica;

c) Avaliar o benefício da referida proposta para a mitigação do aumento do PLD, do Mercado de Curto Prazo, e conseqüente influência na formação dos preços da energia elétrica nos futuros Leilões regulados do tipo A-1; e

d) Avaliar o impacto hídrico para o planejamento e operação do sistema elétrico, de médio e longo prazos, em decorrência das mudanças climáticas, cujo resultado pode contribuir para a tomada de decisão quanto a necessidade ou não, de tornar o parque gerador do SIN mais robusto pela adoção da proposta apresentada.

Não foi identificada a necessidade de alteração na legislação para a implantação da proposta, situação que deverá ser melhor avaliada a partir dos resultados desses estudos.

Cabe salientar que esta avaliação da política de geração de energia elétrica é oportuna em decorrências dos fortes aumentos das tarifas de energia elétrica praticados a partir de 2015, que tanto penalizam os consumidores e a própria atividade econômica do país.

Por fim, salienta-se que a presente proposta de aprimoramento deve ser confirmada pelos atores responsáveis pelo planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro, sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia, para que possa produzir os benefícios de interesse público esperados, observando que o processo de avaliação desta política de geração deve ser contínua para garantir seu sucesso.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Anexo II – **Contrato de Energia de Reserva - CER**. Edital do Leilão de Energia de Reserva nº 9/2015. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO_2_CER%20Eolica_9ler_leilao_09_2015.pdf>. Acesso em: 24 jun. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. **Módulo 1 - Introdução**. rev. 8. 2016. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7>. Acesso em: 28 jun. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perguntas e Respostas sobre Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica**. Brasília, 2007. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/Perguntas_e_Respostas_2007_1.pdf/ad3cf447-af15-46d8-96b7-a088d8c37591>. Acesso em: 19 jul. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Prestação de Contas Ordinária Anual. **Relatório de Gestão do Exercício de 2011**. Brasília. Disponível em <http://www2aneel.gov.br/arquivos/pdf/relatorio_gestao_2011_aneel_v1.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 337, de 11 de novembro de 2008. **Estabelece as disposições relativas à contratação de Energia de Reserva e aprova o modelo do Contrato de Uso da Energia de Reserva – CONUER**. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 19 nov. 2008, e retificado, 14 jan. 2009. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2008337.pdf>>. Acesso em: 23 jul. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resumo dos Resultados dos Leilões de Geração no ACR de 2005 a 2015**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>>. Acesso em: 21 jun. 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). **Visão Geral do Setor**. Disponível em <<http://www.abradee.org.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 11 jul. 2016.

BOLETIM ANUAL DE GERAÇÃO EÓLICA 2014. São Paulo: Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica. 3. Edição maio 2015. 15 p. Disponível em <<http://abeeolica.org.br/pdf/Boletim-Anual-de-Geracao-%20Eolica-2014.pdf>>. Acesso em: 22 jun. 2016.

BOLETIM ENERGY REPORT. **Segurança de Suprimento: O Estrutural e o Conjuntural**. PSR, Edição especial 2, jan. 2013. 13 p. Disponível em <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/estudos/psr2.pdf>>. Acesso em: 31 jul. 2016.

BOLETIM MENSAL DE MONITORAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO. Brasília: Ministério de Minas e Energia, junho 2016. 35 p. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/2016>>. Acesso em: 31 jul. 2016.

BOLETIM MENSAL DE MONITORAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO. Brasília: Ministério de Minas e Energia, junho 2014. 36 p. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/boletins-2014>>. Acesso em: 15 jul. 2016.

BOLETIM SEMANAL DA OPERAÇÃO. Geração de Energia - Térmica - Principais Usinas. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_semanal/index.htm>. Acesso em 16 mai. 2016.

BRANCO, Magno Castelo. **A Cassandra de nosso tempo?** . 2014. Disponível em <<http://www.iniciativaverde.org.br/comunicacao-artigos-e-noticias-detalhes/a-cassandra-de-nosso-tempo>>. Acesso em: 13 jun. 2016.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.** Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 30 jul. 2004, Edição Extra e retificado, 4 ago. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 13 jun. 2016.

BRASIL. Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008. **Regulamenta a contratação de Energia de Reserva de que trata o § 3º do art. 3º e o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2º do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências.** Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 17 jan. 2008. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6353.htm>. Acesso em: 26 fev. 2016.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. **Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.** Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 16 mar. 2004, Edição Extra e retificado, 4 ago. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm>. Acesso em: 13 jun. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Apresentação sobre Energia de Reserva.** 2012. Gerência de Leilões e Mercado Regulado - GLMR. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_048650>. Acesso em 23 jun. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Comercialização.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_afLoop=1191123189798432#%40%3F_afLoop%3D1191123189798432%26_adf.ctrl-state%3D6u4syvlii_4>. Acesso em 22 jul. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Regras de Comercialização. **Contratação de Energia de Reserva**. Versão 2016.2.0. Disponível em <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/energia_reserva?_adf.ctrl-state=pbu5zhcee_4&_afLoop=2485453543323731>. Acesso em: 22 jun. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Regras de Comercialização - **Contratos**. Versão 2016.1.1. 167 p. Disponível em <http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=84923352089288#%40%3F_afLoop%3D84923352089288%26_adf.ctrl-state%3D64oqinjak_177>. Acesso em 13 jun. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Regras de Comercialização - **Encargos**. Versão 2015.1.4. 74 p. Disponível em <http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=84923352089288#%40%3F_afLoop%3D84923352089288%26_adf.ctrl-state%3D64oqinjak_177>. Acesso em 30 jul. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Fontes**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/fontes?_adf.ctrl-state=6u4syvlii_4&_afLoop=1193012007760548>. Acesso em 22 jul. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **O que Fazemos – ESS**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/ess_contab?_afLoop=1885472283523509#%40%3F_afLoop%3D1885472283523509%26_adf.ctrl-state%3D191gd3w9v5_4>. Acesso em 15 jun. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **O que Fazemos – Preços Médios**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=409207016225244#%40%3F_afLoop%3D409207016225244%26_adf.ctrl-state%3Dgjwc5ccls_4>. Acesso em 27 jun. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Visão Geral das Operações na CCEE**. São Paulo, [2012]. 90 p. Disponível em

<https://www.grancursospresencial.com.br/novo/upload/VISAO_GERAL_OPERACAO_14_05_2010_20100514154651.pdf>. Acesso em 15 jun. 2016.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **DECOMP - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo.** Disponível em: <<http://www.cepel.br/produtos/decomp-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-curto-prazo.htm>>. Acesso em: 15 ago. 2016.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de Referência do DECOMP.** 2001. 38 p. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/arquivos/pdf/Manual_Referencia_DECOMP.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2016.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **NEWAVE - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo.** Disponível em: <<http://www.cepel.br/produtos/programas-computacionais/menu/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>>. Acesso em: 12 jun. 2016.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICAS ENERGÉTICAS. Resolução nº 3, de 6 de março de 2013. **Estabelece diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, e dá outras providências.** Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 8 mar. 2013. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139163/Resoluxo_CNPE_Nx_3_2013_NR.pdf/a6476730-0c23-4a59-8a87-881f7c6d895b>. Acesso em: 15 ago. 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica - Metodologia de Cálculo.** Relatório nº EPE-DEE-RE-023/2005-R2. 2006. 14 p. Disponível em <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoA-52005_5/Metodologia%20de%20Calculo%20do%20ICB_R2.pdf>. Acesso em 13 jun. 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos - Visão Geral - Expansão da Geração 1º Leilão de Energia de Reserva de 2015**. Relatório nº EPE-DEE-127/2015-r0. 2015. 26 p. Disponível em <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20\(2015\)/NT_EPE-DEE-NT-127_2015-r0_completo.pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20(2015)/NT_EPE-DEE-NT-127_2015-r0_completo.pdf)>. Acesso em 13 jun. 2016.

GANNOUM, Elbia. Eólicas, Segurança Energética e Linhas de Transmissão. **Valor Econômico**. 2 jun. 2016. Disponível em <<http://www2.valor.com.br/opiniao/4585841/eolicas-seguranca-energetica-e-linhas-de-transmissao>>. Acesso em: 11 jul. 2016.

LOTTA, G. S.; PIRES, R.R.C; OLIVEIRA, V.E. **Burocratas de médio escalão: novos olhares sobre velhos atores da produção de políticas públicas**. Revista do Serviço Público. Brasília 65 (4): 463-492, out/dez 2014.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Leilões de Energia Elétrica**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/leiloes_de_energia/menu/inicio.html>. Acesso em: 28 jun. 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **O Novo Modelo do Setor Elétrico**, 2003. 6 p. Disponível em: <http://ucel.eln.gov.br/gse_doc/cartilha.novo%20modelo.pdf>. Acesso em: 17 jul. 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023**. Brasília, 2014. 434 p. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1432059/PDE+2023+%28PDF%29/f63b46f4-c9a0-4294-974e-ff2def8d67c8?version=1.1>>. Acesso em: 15 jul. 2016.

NOBRE, C. A. et al. **Riscos de Mudanças Climáticas no Brasil e Limites à Adaptação**. Sumário Executivo. Embaixada Britânica. Brasília, 2016. 19 p. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/504489/Clima-Sumario-v3.pdf>. Acesso em: 11 jun. 2016.

OLIVEIRA, J. Carlos. **Crise hídrica: falta d'água chega ao Sudeste; como tudo começou?**

- **Bloco 1.** Brasília, 2015. Disponível em:
<<http://www2.camara.leg.br/camaranoticias/radio/materias/REPORTAGEM-ESPECIAL/481135-CRISE-HIDRICA-FALTA-D%E2%80%99AGUA-CHEGA-AO-SUDESTE-COMO-TUDO-COMECOU-BLOCO-1.html>>. Acesso em: 18 jul. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Condições de Atendimento ao Sistema Interligado Nacional - SIN 2013 - 2017.** Apresentado na 26ª Reunião do CNPE. 2013. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139195/Condicoes_Suprimento_SIN2013_2017_ONS.pdf/b3e73a1d-33e8-461c-b3d1-77aefd279706>. Acesso em 27 jun. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Histórico da Operação. Geração de Energia.** Disponível em <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 23 jun. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O Setor Elétrico.** Disponível em:
<http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx>. Acesso em 17 jul. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Relatório Anual 2014. Resultados Técnicos. A Operação Elétrica.** A Operação Energética. Disponível em
<http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/relatorios_anuais/RA2014_ONS/a-opera%c3%a7%c3%a3o-el%c3%a9trica.html>. Acesso em: 21 jul. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 7.2 - Planejamento anual da Operação Energética.** rev. 1.0. 2009. Procedimentos de Rede. Disponível em
<[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/729148FC512645438325763100581462/\\$file/Subm%C3%B3dulo%207.2_Rev_1.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/729148FC512645438325763100581462/$file/Subm%C3%B3dulo%207.2_Rev_1.0.pdf?openelement)>. Acesso em: 17 jun. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede. **Submódulo 20.1 - Glossário de termos técnicos.** rev. 1.0. 2009. Disponível em

<http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx>.

Acesso em: 28 jun. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Sumários Executivos do Programa Mensal de Operação Eletroenergética - Metas e Diretrizes para as Semanas Operativas.**

Disponível em <<http://www.ons.org.br/operacao/NTsumarioexecutivoPMO.aspx>>. Acesso em: 21 jun. 2016.

Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas. **Sumário para os Tomadores de Decisão Impactos, Adaptação e Vulnerabilidade do Quinto Relatório de Avaliação (2014) do Grupo de Trabalho II. WGII AR 5.** São Paulo. Tradução de: Iniciativa Verde.

Disponível em <http://www.iee.usp.br/sites/default/files/Relatorio_IPCC_portugues_2015.pdf>. Acesso em 14 jul. 2016.

XUN, Wu et al. **Guia de políticas públicas: gerenciando processos.** Tradutor: Ricardo Avelar de Souza. Brasília: ENAP, 2014. 159 p.

Curriculum Resumido

Rogério Guedes da Silva

Técnico em Eletricidade (1990), Graduado em Engenharia Industrial Elétrica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca - CEFET (1999) e 2º título em Engenharia Elétrica pela Universidade Veiga de Almeida (2005), Especialista em Análise Econômica da Integração Energética da América Latina pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ (2011), Especialista em Gestão Pública (em conclusão) pela Escola Nacional de Administração Pública - ENAP (2016).

Experiência Profissional: Técnico (de 1990 a 1999) e Engenheiro (de 1999 a 2008) da Light Serviços de Eletricidade S.A., tendo atuado nas áreas de Operação, Proteção, Planejamento e Qualidade das redes de Distribuição. Desde 2008, ocupa o cargo de Analista de Infraestrutura, do Ministério de Minas e Energia, no Departamento de Outorgas de Concessões, Permissões e Autorizações. Ministra a Disciplina Auditorias Energéticas, Gestão Energética e Diagnósticos Energéticos, do curso de Especialização de Engenharia de Energia, da RTG Especialização.

Contato: roger2002df@yahoo.com.br